



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
" A R A G O N "

METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA
FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE INSTALAR
SISTEMAS DE COGENERACION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

J U A N G A R C I A P E R E Z



ENEP
ARAGON

SAN JUAN DE ARAGON, EDO. DE MEX.

1994

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Con profundo amor y respeto a mis padres:

Margarita Pérez Hernández.

Juan García Vargas.

Por el apoyo incondicional que siempre me han brindado, por sus consejos que me permitieron seguir siempre el camino de la superación, por los sacrificios que han tenido que realizar para darme una educación y por haber sido la base principal de mi formación tanto personal como profesional.

Con cariño a mis hermanos:

Concepción, Gabriel, Rosá, Cecilia, Arturo y Sara, quienes también han sido un apoyo y un aliciente importante que me impulsa a seguirme superando día con día, esperando que todos ellos alcancen las metas que se han trazado.

A mis familiares y amigos:

Con quienes he compartido momentos de alegría, los cuales han hecho más fácil el recorrido hasta alcanzar mis objetivos.

A mi escuela y profesores:

Por permitirme compartir todo el cúmulo de conocimientos que en ellos existe. De manera especial al ingeniero Sergio Angeles Cravioto, por su valiosa orientación para el desarrollo de la presente tesis.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas:

En forma especial al ingeniero Carlos Colín Castellanos, por sus valiosos comentarios y recomendaciones durante el desarrollo del presente trabajo.

**A todas aquellas personas que directa o indirectamente, han colaborado para que pudiera llegar a la culminación de esta etapa tan importante en mi vida. A todas les dirijo una sola palabra, una palabra tan sencilla pero que expresa mi mas sincero sentir.
"GRACIAS".**

INDICE

NOMENCLATURA	5
INTRODUCCION	8
1. ANTECEDENTES	11
1.1. EL CONCEPTO DE COGENERACION	11
1.2. BREVE HISTORIA DE LA COGENERACION	12
1.3. LA COGENERACION EN MEXICO	14
1.3.1. Situación actual	14
1.3.2. Marco legal	15
2. CONCEPTOS BASICOS	22
2.1. CONCEPTOS TECNICOS	22
2.1.1. Leyes de la termodinámica y conceptos elementales	22
2.1.2. Propiedades termodinámicas	24
2.1.3. Ciclos termodinámicos	26
2.1.4. Poder calorífico del combustible	31
2.1.5. Eficiencia	32
2.1.6. Mecanismos de transferencia de calor	32
2.2. TECNOLOGIAS DE COGENERACION	33
2.3. CONCEPTOS ECONOMICOS	36
2.3.1. Conceptos elementales	36
2.3.2. Indices de rentabilidad	38
3. DESCRIPCION DE SISTEMAS DE COGENERACION	41
3.1. PRINCIPALES COMPONENTES DE SISTEMAS DE COGENERACION	41
3.1.1. Sistemas de transmisión y distribución de energía térmica y eléctrica	41
3.1.2. Sistemas de seguridad y control	42
3.1.3. Generador eléctrico	42
3.1.4. Bombas y/o compresores	42
3.1.5. Equipos de recuperación de calor	42
3.1.6. Máquina motriz	50
3.2. SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE GAS	51
3.2.1. Recuperación de calor	52
3.2.2. Efecto de la instalación de recuperadores de calor	53
3.2.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética	54

3.2.4. Esquemas típicos para generación de vapor	54
3.3. SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR	57
3.3.1. Tipos de turbinas de vapor	58
3.3.2. Utilización de la energía térmica	59
3.3.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética	60
3.3.4. Esquemas típicos	60
3.4. SISTEMA DE COGENERACION CON MOTOR DE COMBUSTION INTERNA	62
3.4.1. Clasificación de motores de combustión interna	63
3.4.2. Recuperación de calor	63
3.4.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética	65
3.4.4. Esquemas típicos	65
3.5. OTROS SISTEMAS DE COGENERACION	66
3.5.1. Celdas combustibles	66
3.5.2. Gasificación	67
3.5.3. Calderas de lecho fluidizado	68
3.5.4. Sistema para producción de biogás	68
4. ANALISIS TECNICO PARA LA SELECCION DEL SISTEMA DE COGENERACION	72
4.1. ADQUISICION DE INFORMACION	73
4.1.1. Identificación de la instalación industrial	73
4.1.2. Datos energéticos	73
4.1.3. Equipo existente	75
4.1.4. Incrementos o reducciones esperados en la demanda	76
4.2. MANEJO DE INFORMACION	77
4.2.1. Perfiles de demanda	77
4.2.2. Curvas de duración de carga	81
4.3. SELECCION DEL TIPO DE SISTEMA DE COGENERACION	82
4.3.1. Relación demanda térmica a demanda eléctrica	82
4.3.2. Potencia del sistema	83
4.3.3. Calidad de la energía térmica	83
4.3.4. Tipo de combustible	83
4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COGENERACION	84
4.4.1. Satisfacer la demanda eléctrica	84
4.4.2. Satisfacer la demanda térmica	85
4.4.3. Satisfacer la demanda base	86
4.5. EVALUACION TECNICA DEL SISTEMA DE COGENERACION	88
4.5.1. Variables eléctricas	88

4.5.2. Variables térmicas	89
4.5.3. Eficiencia energética	90
4.5.4. Factores	90
5. ANALISIS ECONOMICO	93
5.1. INFORMACION REQUERIDA	93
5.2. CALCULO DE INGRESOS Y EGRESOS	94
5.2.1. Fuentes de ingresos	94
5.2.2. Causas de egresos	96
5.3. METODOS DE ANALISIS ECONOMICO	98
5.3.1. Valor presente neto	98
5.3.2. Tasa interna de retorno	99
5.3.3. Período de recuperación de la inversión	99
5.3.4. Relación beneficio-costo	99
5.4. TABLA DE FLUJO DE FONDOS	100
5.5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	102
6. EJEMPLO NUMERICO	105
6.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	105
6.2. DESARROLLO DEL PROBLEMA	105
6.2.1. Obtención y organización de información	105
6.2.2. Selección de la tecnología mas adecuada	113
6.2.3. Dimensionamiento del sistema	113
6.2.4. Análisis energético del sistema	114
6.2.5. Análisis económico	118
6.3. PRESENTACION DE RESULTADOS	120
CONCLUSIONES	125
APENDICE	128
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	146

NOMENCLATURA

NOMENCLATURA

VARIABLE	DESCRIPCION	UNIDADES
ASC	Ahorro por sustitución de combustible	M\$/año
CC	Costo del combustible	\$/kg o \$/m ³
CCC	Costo por consumo de combustible	M\$/año
CE	Costo del equipo	M\$
CF	Costos fijos	M\$/año
COMB	Combustible	kg/año o m ³ /año
Cp	Calor específico a presión constante	kJ/kg·°C
CT	Costos totales	M\$/año
CV	Costos variables	M\$/año
DE	Demanda eléctrica anual	MW·h/año
DT	Demanda térmica anual	kJ/año
EE	Energía eléctrica	kW·h
ET	Energía térmica	kJ
FC	Factor de capacidad	
FP	Factor de planta	
FU	Factor de uso	
GA	Gastos administrativos	M\$/año
h	Entalpía específica	kJ/kg
i	Tasa de interés	%
IT	Ingreso total	M\$/año
IVE	Ingreso por venta de energía eléctrica	M\$/año
IVC	Ingreso por venta de capacidad	\$/h
P	Presión	bar
PCEE	Precio de compra de la energía eléctrica	\$/kW·h
PCI	Poder calorífico inferior	kJ/kg o kJ/m ³
PCS	Poder calorífico superior	kJ/kg o kJ/m ³
Po	Potencia	MW

VARIABLE	DESCRIPCION	UNIDADES
PVEE	Precio de venta de la energía eléctrica	\$/kW
Q	Flujo de calor	kJ/h
RT	Remanente térmico	kJ/kW
SEE	Sustitución de energía eléctrica	M\$/año
ST	Saldo total	M\$/año
T	Temperatura	°C
TOE	Tiempo de operación del equipo	h/año
W	Flujo másico	kg/h

LETRAS GRIEGAS

η	Eficiencia	%
--------	------------	---

SUBINDICES

1	Condiciones de entrada	2	Condiciones de salida
c	Consumida	ca	Combustión adicional
cal	Caldera	des	Desplazada
ex	Excedente	fc	Fluido caliente
ff	Fluido frío	g	Gases producto de la combustión
gd	Generada	ge	Generador eléctrico
l	Líquido sub-enfriado	ls	Líquido saturado
nom	Nominal	o	Operación
rec	Recuperable	res	Respaldo
sup	Suplementaria	tg	Turbina de gas
tgg	Turbogenerador de gas	tv	Turbina de vapor
u	Util	v	Vapor sobrecalentado
vap	Vaporización	ved	Vendida
vs	Vapor saturado		

INTRODUCCION

INTRODUCCION

Nuestro país está viviendo una etapa de crecimiento económico y de apertura a los mercados internacionales, por lo que, requiere aplicar medidas que le permitan alcanzar un nivel competitivo. Por otra parte, la demanda de energía eléctrica crece a un ritmo acelerado, mientras que, no se prevén aumentos sustanciales en la producción de petróleo para un futuro próximo.

De lo anterior se desprende la necesidad de implantar sistemas que permitan un ahorro y uso mas eficiente de la energía primaria, en la producción de energía eléctrica.

Los sistemas de cogeneración representan una de las posibles alternativas de solución al problema anterior. El presente trabajo tiene como principal objetivo, proporcionar una metodología que permita determinar la factibilidad técnico-económica de instalar este tipo de sistemas, para tal efecto se ha dividido en seis capítulos.

En el capítulo uno se intenta explicar con claridad el significado del concepto "cogeneración", el cual se emplea para referirse a la producción conjunta de energía eléctrica y/o mecánica y energía térmica, se complementa además con una reseña histórica de la evolución que ha tenido la cogeneración y las condiciones que guarda en nuestro país, abarcando los aspectos mas relevantes de las políticas y reglamentos que se han implantado en torno a ella.

En el segundo capítulo se presentan algunos conceptos básicos que es necesario tener presente, para realizar la evaluación de los proyectos de cogeneración; comprenden algunos de los aspectos mas importantes para el análisis termodinámico de los sistemas, una identificación general de los diferentes tipos de sistema de cogeneración y la definición de algunos términos económicos elementales.

En el tercer capítulo se describen brevemente cada una de los diferentes elementos que con mayor frecuencia se encuentran presentes en los sistemas de cogeneración y se analizan con mayor detalle las tres tecnologías mas ampliamente difundidas (turbina de gas, turbina de vapor y motor de combustión interna), cubriendo las características operativas de cada una de ellas, la forma en que se integran a los sistemas para obtener las diferentes formas de energía y los esquemas que de cada una han tenido mayor aceptación en otros países.

En el cuarto capítulo se explican algunos criterios aplicables para la selección, el dimensionamiento y la evaluación técnica del sistema de cogeneración, haciendo incapié en los parámetros que finalmente definirán la factibilidad técnica de algún proyecto.

El quinto capítulo corresponde al análisis económico, para lo cual se describen las variables más importantes que pueden ser causas de ingresos o egresos al instalar sistemas de cogeneración y se presentan algunos métodos de análisis económico, describiendo su forma de aplicación y su interpretación.

Finalmente, en el capítulo seis se desarrolla un ejemplo de aplicación práctica que permite comprender la forma de aplicar los métodos y criterios vistos en los capítulos anteriores y al mismo tiempo, por tratarse de un caso de estudio real, permite visualizar algunos de los alcances y limitaciones de la cogeneración en nuestro país.

CAPITULO 1

ANTECEDENTES

1. ANTECEDENTES.

1.1. EL CONCEPTO DE COGENERACION.

El término cogeneración es usado para referirse a la producción simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y energía térmica (vapor, agua caliente, etc.), a partir de una fuente energética primaria (figura 1.1).

En otras palabras, la cogeneración se refiere a la combinación de los procesos de producción de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica, en los cuales, la energía de desecho de uno se usa como la entrada del otro. Por ejemplo, la energía térmica remanente en los gases de combustión provenientes de una turbina de gas, empleada para producir energía eléctrica, puede ser usada para generar vapor que a su vez, puede ser empleado en algún proceso.

El ejemplo anterior es solo una de las múltiples aplicaciones que puede tener la cogeneración, la cual ha sido usada principalmente como parte integrante de procesos industriales, sin embargo, puede ser aplicada a otras áreas como son: acondicionamiento de aire,

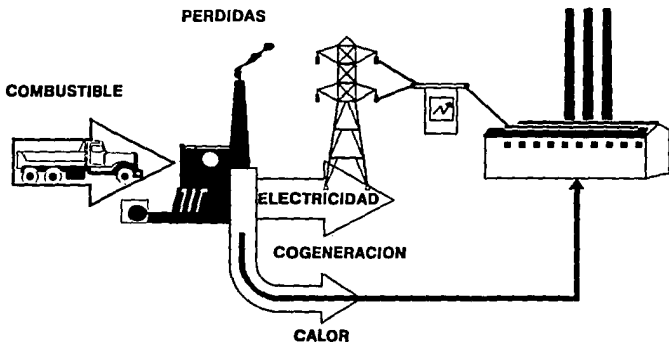


Figura 1.1. Representación gráfica del concepto de cogeneración.

servicio de agua caliente, vapor, etc., en hoteles, residencias, restaurantes, comercios y otras instalaciones.

La doble utilización que se le da a la energía primaria disponible, da como resultado que la eficiencia energética de los sistemas de cogeneración sea mayor a la de los sistemas convencionales, obteniéndose de esta forma, un ahorro en el combustible requerido para producir ambas formas de energía (electricidad y calor) de hasta un 30%, respecto del que se requeriría si se produjeran por separado.

Considerando que muchas empresas requieren tanto energía eléctrica como energía térmica, es muy posible que la instalación de sistemas de cogeneración sea factible, siempre y cuando se cumplan ciertas características que se analizarán posteriormente.

1.2. BREVE HISTORIA DE LA COGENERACION.

El concepto de cogeneración no es de reciente creación, su aparición se remonta a los tiempos de la revolución industrial y los inicios de la industria de generación de electricidad, cuando la potencia mecánica requerida era desarrollada por medio de máquinas de vapor y transportada a través de sistemas mecánicos integrados por bandas y poleas, en forma conjunta a ello, el vapor a la salida de las máquinas era usado en algunos procesos productivos o destinado para calefacción.

La importancia de las máquinas de vapor y los sistemas mecánicos se fue reduciendo a medida que se desarrollaban las calderas de gran capacidad, los generadores y los circuitos eléctricos que daban una mayor versatilidad y confiabilidad a los sistemas. Con ello, las máquinas motrices y la iluminación pudieron ser colocadas en los sitios donde se requerían, sin embargo, el vapor se continuó empleando de manera conjunta para procesos de fabricación y otras aplicaciones.

Con el crecimiento de la industria de generación eléctrica y el aumento en la confiabilidad de las redes de distribución, la importancia de la cogeneración se redujo aun mas y los industriales optaron por comprar la energía eléctrica requerida. Las tecnologías de generación continuaron evolucionando, en especial las unidades para grandes potencias, por lo que,

comenzaron a instalarse centrales de generación con gran capacidad y sistemas interconectados; esto provocó que se redujeran los costos de la energía eléctrica y aumentaran las ventajas de comprarla.

En forma adicional a lo anterior se desarrollaron calderas de baja presión y otras tecnologías, que permitían a los industriales cubrir satisfactoriamente sus necesidades de vapor, dando como resulta que la cogeneración fuera atractiva únicamente para aquellos usuarios con la capacidad de alcanzar la economía de escala necesaria, para poder competir con las grandes centrales y aquellos cuyas plantas generaban productos secundarios utilizables como combustible.

No obstante los problemas que enfrentó la cogeneración, estos sistemas no desaparecieron del todo y a partir de la década de los sesentas, la tendencia de decrecimiento cambió notablemente cuando la industria del gas realizó esfuerzos concertados, en lo que se llamó "mercado de energía total". Con este movimiento se pretendía promover el uso de sistemas que proporcionaran toda la potencia eléctrica y calor en el sitio donde se requerían, mediante la instalación de turbinas y máquinas de gas con recuperadores de calor para emplearse en procesos y calefacción. Sin embargo, los esfuerzos realizados no fructificaron como se esperaba, debido a que se tuvieron que afrontar problemas adicionales como son: la falta de información suficiente que provocó que se instalaran equipos diseñados para otros usos y la oposición de las compañías eléctricas, al negarse a proporcionar la potencia suplementaria y de respaldo requerida.

Otro problema que ha tenido que enfrentar la cogeneración a lo largo de su historia, son las leyes y reglamentos dictados en torno a ella, la mayoría de los cuales proporcionan poco o nulo apoyo para su desarrollo.

A partir de 1973, a raíz de la crisis energética provocada por el aumento en los precios internacionales del crudo, los países desarrollados implantaron una serie de medidas encaminadas a reducir su dependencia del petróleo importado; una de ellas fue precisamente revisar e intensificar la cogeneración. Entre estos países podemos mencionar a Estados Unidos de Norte América, en el que, el factor costos que en otros tiempos desalentara los proyectos de cogeneración, ahora los impulsaba más que nunca; además, como un apoyo adicional, el gobierno de ese país dictó legislaciones tendientes a alentar las inversiones, lo cual contribuyó al enorme crecimiento registrado en la década de los ochentas.

En otros países como Egipto, ese mismo factor costos, justificaba por si solo la instalación de este tipo de sistemas en muchas industrias y comercios, por lo que, algunas de ellas como la del papel y petroquímica, normalmente incluyen la cogeneración en sus procesos.

Actualmente, los sistemas de cogeneración son de uso común en los sectores industriales de varios países desarrollados, los cuales han alcanzado grandes beneficios debido a ciertas ventajas tales como:

- Se incrementó la oferta de electricidad mediante la instalación de plantas auto-productoras y por la operación mas eficiente en las ya existentes.
- Se mejoró la calidad en el suministro.
- Creció y se fortaleció el mercado de calores de desperdicio y excedentes de electricidad.
- Se organizaron sociedades mercantiles para establecer sistemas entre varios propietarios.

1.3. LA COGENERACION EN MEXICO.

A diferencia de lo que sucedió en los países desarrollados, en México, la crisis energética lejos de impulsar la cogeneración, provocó que los industriales se apresuraran a suscribir contratos de abasto de combustible y suministro de energía eléctrica por parte de las centrales generadoras, actitud que frenó el desarrollo de la cogeneración.

1.3.1. Situación actual.

La capacidad total instalada del país hasta 1992 era de 27067 MW, con una tasa de crecimiento de la demanda media anual de 5.7%, por lo que, La Comisión Federal de Electricidad (CFE) estima que para los próximos 10 años requerirá entre 1500 y 2000 MW adicionales por año. Actualmente están en proyecto varias plantas generadoras con una capacidad total de 8000 MW, estimando que el abasto está asegurado hasta 1997, año a partir del cual, se tratará de cubrir la demanda mediante esquemas de auto-abastecimiento, cogeneración y productores independientes.

Nuestro país está viviendo una etapa de crecimiento económico y de apertura a la competencia internacional, por lo que, ahora mas que nunca requiere lograr la máxima eficiencia

posible en sus procesos y al mismo tiempo reducir al mínimo posible las emisiones contaminantes a la atmósfera, esto último es de gran importancia dadas las condiciones atmosféricas que prevalecen actualmente.

Lo anterior ha hecho que el gobierno de México le de mayor importancia a la cogeneración, viendo en ello una posible alternativa que contribuirá a solucionar los problemas que aquejan actualmente.

En nuestro país existen algunas ramas de la industria en las que se emplea la cogeneración, tales como la azucarera, refinación de petróleo, petroquímica básica, siderurgia, textil y algunas otras, pero, desafortunadamente no se ha alcanzado el desarrollo que se requiere para convertirse en una fuente importante de abasto de energía eléctrica.

1.3.2. Marco legal.

Puesto que la finalidad del presente trabajo no es de ninguna manera analizar los errores o aciertos de las leyes y reglamentos dictados en torno a la cogeneración, ni mucho menos suplantarlo alguno de ellos, la siguiente información se concreta a presentar un panorama general de las condiciones que guardan éstos y de las políticas que en la materia se han establecido en nuestro país.

Política energética.

Las disposiciones legales existentes en torno a algún aspecto de la vida industrial de un país, pueden influir de manera definitiva en su desarrollo, estimulando o desalentando las inversiones en proyectos relacionados con él. El gobierno de la república, consciente de ello y de la necesidad de optimizar el uso de los recursos energéticos nacionales, está implantando políticas tendientes a lograr un ahorro y uso más eficiente de la energía. Estas políticas se encuentran plasmadas principalmente en dos documentos: el plan nacional de desarrollo 1989-1994 y el programa nacional de modernización energética 1990-1994.

El plan nacional de desarrollo señala que uno de los objetivos nacionales en materia energética, es satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica, la cual crece a un ritmo mayor que la infraestructura necesaria para satisfacerla.

El programa nacional de modernización energética por su parte, establece los lineamientos de la política a seguir para modernizar el sector energético. Este documento considera que uno de los aspectos prioritarios es el ahorro y uso eficiente de la energía, destacando que en México se ha estimado un potencial de ahorro de energía, equivalente a más de 300 mil barriles diarios de petróleo crudo.

Un paso importante que se dio para cumplir las políticas energéticas, fue la creación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), por acuerdo presidencial del 26 de septiembre de 1989. Esta comisión funge como órgano de consulta tanto para entidades de la administración pública federal, de los gobiernos estatales y municipales, así como de los Productores independientes.

Entre las actividades a desarrollar para lograr los objetivos planteados, dos de ellas son las de mayor importancia para nuestro caso de estudio.

- Realizar diagnósticos energéticos en los sectores industrial y de transporte, los cuales presentan los mayores consumos de combustible.
- Reglamentar en detalle mecanismos que promuevan la cogeneración, ya que, según estudios realizados, se ha estimado que la industria nacional puede generar 10 TWh de electricidad y al mismo tiempo satisfacer sus necesidades de vapor.

Leyes y reglamentos.

En lo que a reglamentación se refiere, podemos decir que el principal documento oficial que regula la producción, distribución y comercialización de la energía eléctrica, es la ley del servicio público de energía eléctrica. Esta ley ha sufrido una serie de adiciones, derogaciones y modificaciones en sus artículos desde su creación en el año de 1975, sin embargo, en materia de cogeneración es en la última reforma¹ donde se establecen lineamientos para impulsar el uso de este tipo de sistemas.

A continuación se describe el contenido de algunos de los artículos más relevantes para este trabajo, establecidos en la ley antes mencionada.

¹ Publicada en el diario oficial de la federación de fecha 23 de diciembre de 1992.

El artículo primero establece claramente que la producción, conducción transformación y abastecimiento de energía eléctrica destinada a la prestación de servicio público, corresponde exclusivamente a la nación a través de CFE. Esto no debe interpretarse como una total oposición a la generación de energía eléctrica por parte de los particulares, ya que, el artículo tercero enumera algunos casos en los cuales la generación no es considerada como servicio público, entre ellos se encuentran:

- La generación de energía eléctrica para auto-abastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica por parte de los productores independientes, que sea destinada para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de sistemas de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

Las modificaciones hechas a este tercer artículo en particular, representan uno de los apoyos mas fuertes para el desarrollo de la cogeneración, ya que, adicionalmente a la producción de energía eléctrica para auto-abastecimiento, que era permitida, ahora se abre la posibilidad de vender la energía excedente a CFE., e incluso poder exportarla. Esta disposición permite una mayor libertad en la selección del equipo mas adecuado a los procesos productivos, al reducir el riesgo de instalar potencia redundante.

En el artículo 36 se establecen los requisitos necesarios para obtener permisos para generar electricidad, ya sea de auto-abastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción o importación y exportación, señalando que la dependencia encargada de proporcionarlos es la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), para ello, dicha secretaría deberá considerar los criterios y lineamientos de la política energética nacional y la opinión de CFE.

En lo relacionado con los permisos de cogeneración, estos cubrirán los casos en que se genere energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica, cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta

de energía eléctrica o cuando se utilicen como combustible productos secundarios obtenidos de los procesos productivos. En cualquiera de estos casos se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Que la electricidad generada sea destinada para satisfacer las necesidades de los establecimientos asociados a la cogeneración, que se incremente la eficiencia energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor a la obtenida en plantas de generación convencionales.
- Que el solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a disposición de la Comisión Federal de Electricidad, para lo cual deberá entablar negociaciones con dicha comisión, estableciendo de común acuerdo las características del contrato de compra-venta.

En lo que se refiere al aumento de la eficiencia energética del proceso, no existen mayores problema para cubrir este requisito, ya que, uno de los objetivos primordiales de instalar sistemas de cogeneración es precisamente optimizar el uso de los recursos disponibles, en cuanto a las ventajas económicas, en primera instancia puede decirse que es muy factible que se logren, no obstante, habrá que considerar diversos factores que pueden influir para ello.

De los puntos antes mencionados, otro de gran interés, es la posibilidad de obtener permisos de exportación que incluyan, la conducción, transformación y entrega de la energía según las características de cada caso; para ello podrá autorizarse también el uso temporal del sistema eléctrico nacional, siempre y cuando no afecte intereses de terceros y bajo previo convenio con CFE.

Adicionalmente a la ley de servicio público de energía eléctrica, se ha expedido su correspondiente reglamento¹. Del cual se presentan los lineamientos mas importantes, relacionados con la cogeneración.

En lo que a permisos se refiere destacan los siguientes aspectos:

El auto-abastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción, la generación para exportación y la importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios son actividades sujetas a permiso por parte de la SEMIP.

¹ Publicado en el diario oficial de la federación de fecha 31 de mayo de 1993.

Para obtener permisos de cogeneración, es indispensable que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de los establecimientos asociados a la cogeneración y que el permisionario se obligue a poner sus excedentes de energía eléctrica a disposición de CFE.

Las solicitudes de permiso se presentarán a la SEMIP de acuerdo con los contratos que proporcione.

Podrá otorgarse permisos de cogeneración a personas distintas de los operadores de los procesos que den lugar a la cogeneración, para lo cual se requerirá la firma de los operadores, asumiendo estos responsabilidad solidaria con los permisionarios respecto a la ley, el reglamento y las condiciones establecidas en el contrato.

Se podrán formar sociedades para establecer una planta generadora que suministre energía a todos los integrantes.

Entre otras, son obligaciones de los permisionarios:

Proporcionar, en la medida de sus posibilidades y mediante la retribución correspondiente, la energía eléctrica requerida para el servicio público, cuando por caso fortuito o fuerza mayor dicho servicio se vea interrumpido o restringido y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción.

Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias así como con las normas oficiales mexicanas y las demás disposiciones aplicables respecto de las obras e instalaciones objeto de los permisos.

Una vez iniciadas las operaciones, informar a la SEMIP, el tipo y volumen de combustible utilizado, la energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para satisfacer las necesidades propias y la vendida a CFE o destinada a la exportación o importación.

Convenios para la adquisición de energía eléctrica por parte de CFE:

Los convenios de adquisición de energía por parte de CFE, podrán ser por concepto de potencia y/o energía consumida. Con los permisionarios con excedentes de energía de 20 MW o menos, en los casos en que resulte conveniente, CFE podrá celebrar convenios en que se pacte compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a reglas de despacho.

Con los demás permisionarios Podrán celebrarse convenios en los que se acuerde la compra de energía según las reglas de despacho.

Remuneraciones:

Las remuneraciones por la capacidad puesta a disposición de la comisión en términos de cogeneración, se determinarán conforme a la metodología que elabore la comisión federal de electricidad y que sea aprobada por la secretaría. Las remuneraciones por la energía entregada a la comisión se determinarán al final de cada mes aplicando a la energía medida en el punto de interconexión el precio que hubiese propuesto el permisionario; este precio junto con la cantidad máxima de energía para las horas base, intermedio y pico, deberá darse a conocer por el permisionario a la comisión cinco días antes del comienzo de cada periodo determinado por la comisión y autorizado por la secretaría.

Potencia de respaldo:

Cuando un productor externo requiera capacidad de respaldo, la comisión se la proporcionará, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas que lo impidan, mediante la celebración del contrato de suministro respectivo en los cuales se preverán los mecanismos aplicables en caso de ajuste modificación o reestructuración de las tarifas de respaldo.

Un documento adicional a los mencionados, es el manual de servicio al público en materia de energía eléctrica¹, que contiene los formatos para solicitud de permisos y para los informes estadísticos mencionados anteriormente.

Hasta aquí se han cubierto algunos de los aspectos legales mas importantes que rigen la vida de nuestro país en torno a la cogeneración, sin embargo, cada caso involucra una serie de lineamientos complementarios y normas que hay que cumplir, por lo que, si algún lector se encuentra realmente interesado en invertir en proyectos de cogeneración, se recomienda consultar los documentos y acudir a las dependencias que se mencionan.

¹ Publicado en el diario oficial de la federación de fecha 29 de julio de 1993.

CAPITULO 2

CONCEPTOS BASICOS

2. CONCEPTOS BASICOS

Para poder realizar un análisis de factibilidad de cualquier tipo de sistema, es necesario tener presente una serie de conceptos básicos, que permitan comprender los fenómenos físicos y económicos relacionados con él. Los sistemas de cogeneración no son la excepción, por ello, la información que se presenta a continuación tiene como objetivo, definir los conceptos teóricos que sirven de base para desarrollar la metodología de análisis que se propone mas adelante. Esta información ayudará a comprender los procesos que tienen lugar en dichos sistemas, los factores económicos que intervienen en este y otros proyectos y en general, las repercusiones técnico-económicas mas importantes que traería su instalación en alguna empresa.

2.1. CONCEPTOS TECNICOS.

Como ya se mencionó anteriormente, el concepto de cogeneración se refiere a la producción simultánea de energía eléctrica y/o mecánica y energía térmica, a partir de una fuente energética primaria. Esto implica la necesidad de utilizar un sistema capaz de manipular ambas formas de energía (sistema de cogeneración), para cuyo estudio, es fundamental, entender con claridad algunos temas de la termodinámica.

2.1.1. Leyes de la termodinámica y conceptos elementales.

Primera ley de la termodinámica: Expresa que la energía no puede crearse ni destruirse, sino únicamente transformarse de una forma a otra (conservación de la energía). Las manifestaciones de energía consideradas por esta ley son el calor, la energía interna y el trabajo.

Segunda ley de la termodinámica: La imposibilidad de convertir totalmente el calor en trabajo, da lugar a la segunda ley de la termodinámica, la cual se ha enunciado de diversas formas, pero, todos los enunciados se reducen a afirmar, de una u otra forma, que el calor tiende a pasar espontáneamente de una región de mayor temperatura a otra de menor temperatura.

Sistema: Se llama sistema a una porción del universo, una cantidad de materia o un cierto volumen en el espacio, el cual se desea estudiar y se encuentra delimitado por una frontera que puede ser real o imaginaria, fija o móvil. Los sistemas se clasifican en abiertos, cerrados y aislados. Un sistema abierto es aquel en el que puede haber intercambio tanto de energía como de materia, entre el sistema y el medio que lo rodea; la figura 2.1 muestra un ejemplo de este

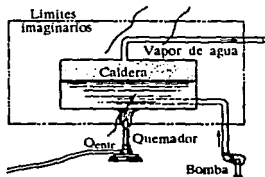


Figura 2.1. Sistema abierto.

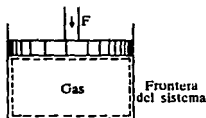


Figura 2.2. Sistema cerrado.

tipo de sistema, como puede observarse, existe flujo de calor y agua en estados líquido y gaseoso a través de las fronteras o límites que, en este caso son del tipo imaginario. Un sistema cerrado es aquel que no permite flujo de materia a través de sus fronteras, siendo posible únicamente el intercambio de energía; un ejemplo lo tenemos en la figura 2.2, en la cual observamos que únicamente existe un flujo de energía representado por el trabajo que se realiza en el émbolo, un detalle importante de este sistema es que sus fronteras son móviles y se desplazan de acuerdo al movimiento del émbolo. Finalmente, un sistema aislado es aquel que no permite intercambio ni de energía ni de materia con el medio que lo rodea.

Sustancia de trabajo: Un sistema requiere de un medio o una sustancia (regularmente un fluido), para poder suministrar o recibir trabajo, o intercambiar energía con sus alrededores; a este medio se le conoce con el nombre de sustancia de trabajo, la cual puede sufrir una serie de procesos que modifiquen sus propiedades.

Trabajo: La definición mas simple de este concepto es aquella que dice; el trabajo es el producto del desplazamiento del punto de aplicación de una fuerza por la componente de dicha fuerza en la dirección del desplazamiento.

Potencia: Es el trabajo desarrollado por unidad de tiempo.

2.1.2. Propiedades termodinámicas.

Las propiedades de un objeto o un sistema, son características que describen su comportamiento, se clasifican en intensivas y extensivas. Las propiedades intensivas son aquellas que no dependen de la cantidad de masa presente como son: la presión, la densidad y la temperatura. Las propiedades extensivas son aquellas que varían de acuerdo a la cantidad de masa en el sistema, ejemplos de estas últimas son el volumen, la energía interna y el calor.

Temperatura: Esta es una de las propiedades más importantes para el análisis térmico de sistemas, debido a que puede ser medida directamente, mediante algún tipo de termómetro. Sin embargo, también es una de las más difíciles de definir, por lo que, únicamente diremos que se refiere a la intensidad de energía molecular almacenada en un sistema.

Presión: La presión se define como la fuerza normal ejercida por unidad de superficie. En un fluido en reposo y en un punto dado, la presión es la misma en todas direcciones. Algo que debe ser tomado en cuenta cuando se mide esta propiedad, es el hecho de que los instrumentos de medición, regularmente proporcionan lecturas de presiones relativas, es decir, referidas a la presión atmosférica. Existen presiones manométricas (superiores a la atmosférica) y presiones vacuométricas o de vacío (por debajo de la atmosférica); la relación entre estas presiones se observan en la figura 2.3. Lo realmente importante y que se debe tener siempre presente, es que en la mayoría de los análisis, las ecuaciones y valores termodinámicos como volumen específico, entalpía, entropía, etc., son calculadas a presiones absolutas, por lo que se deberá sumar algebraicamente el valor de la presión atmosférica del lugar de medición.

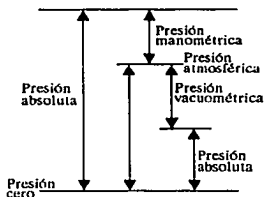


Figura 2.3. Relación de presiones.

Densidad y volumen específico: La densidad de una sustancia se define como la masa por unidad de volumen. El recíproco de la densidad, es decir, el volumen por unidad de masa, se conoce como volumen específico.

Energía interna: Es la suma de las diversas formas de energía de todas las moléculas en un sistema. Estas formas de energía pueden ser muchas y muy variadas, sin embargo, en los gases, aquellas que producen los efectos macroscópicos más notables son: la energía cinética de traslación, debida a que moléculas que contienen una cierta cantidad de masa se mueven a una determinada velocidad y la energía potencial, debida a la fuerza de atracción entre moléculas que resulta relativamente grande.

Entalpía: La entalpía de un sistema es la suma de la energía interna y el producto de la presión por el volumen.

$$H = U + PV$$

Entropía: Esta propiedad fue definida por Clausius en función de un proceso reversible como sigue: Si en una evolución reversible cualquiera, un elemento de calor absorbido (positivo o negativo) se divide por la temperatura absoluta a la cual se toma, el resultado es igual a la correspondiente variación de la entropía.

Calor: El calor es la energía en transición desde un cuerpo o sistema hasta otro, debido sólo a la diferencia de temperaturas entre ambos. En muchas ocasiones se requiere conocer la relación existente entre el calor y el trabajo, para lo cual se emplea el equivalente mecánico del calor descrito por la siguiente expresión.

$$1 \text{ Cal} = 4.1868 \text{ J}$$

Calor específico: Existen dos valores para esta propiedad, el calor específico a presión constante y el calor específico a volumen constante. El primero se define como, el cambio de entalpía para una unidad de masa entre dos estados de equilibrio a la misma presión por grado

de cambio en la temperatura. Por su parte, el calor específico a volumen constante se define como el cambio de energía molecular interna por unidad de masa y por cada grado de variación en la temperatura.

El análisis térmico de cualquier sistema, implica la evaluación de una o mas propiedades termodinámicas a partir de otras conocidas, la evaluación por medio de modelos matemáticos en muchas ocasiones resulta muy complicada o muy laboriosa, para evitar esto se han elaborado tablas que contienen valores para diferentes propiedades y bajo diferentes condiciones, pero esto no siempre es lo mas recomendable ya que para cubrir todos los rangos de aplicación se tendrían que tabular una enorme cantidad de valores, lo que en ocasiones resulta inconveniente. Por otra parte, las interpolaciones no siempre dan resultados lo suficientemente exactos. La representación en diagramas proporciona una solución a este problema, teniendo como ventaja adicional el permitir graficar en ellos, los procesos termodinámicos del sistema analizado. Dos de las representaciones de mayor utilidad, el diagrama de Mollier ($h-s$) y el diagrama temperatura-entropía ($T-s$), se muestran en el apéndice (A1 y A2).

En muchas ocasiones es necesario hacer idealizaciones de los procesos de un sistema para poder evaluarlo, idealizaciones tales como la inexistencia de rozamiento, procesos a presión constante, temperatura constante, etc. En la realidad, es prácticamente imposible que esto suceda, no obstante, bajo estas consideraciones los cálculos se facilitan enormemente y en la mayoría de los casos se obtienen valores muy aproximados a los reales.

2.1.3. Ciclos termodinámicos.

Cuando varía una o mas propiedades de un sistema, se dice que este ha experimentado un proceso, ahora bien, si experimenta una serie de procesos, al final de los cuales regresa a su estado original, se dice que ha realizado un ciclo.

Los sistemas termodinámicos mas frecuentemente empleados para producir energía eléctrica son aquellos que emplean turbinas de gas, turbinas de vapor y motores de combustión interna, cuyo funcionamiento esta basado en algún ciclo termodinámico, siendo los mas conocidos y empleados el ciclo Rankine, el ciclo Brayton, el ciclo Otto y el ciclo Diesel.

Ciclo Rankine.

El ciclo Rankine es la base de funcionamiento de las plantas de fuerza de vapor. Sus componentes principales son, una bomba, una caldera, una turbina de vapor y un condensador, dispuestos como se muestra en la figura 2.4. Los procesos que tienen lugar en un ciclo ideal son:

1-2 El agua es bombeada incrementando su presión en un proceso a entropía constante.

2-3 La caldera suministra calor evaporando el agua, mientras la presión permanece constante.

3-4 El vapor se expandiona al pasar a través de la turbina, manteniéndose constante la entropía.

4-1 Se extrae el calor residual del vapor en el condensador, manteniendo constante la presión, regresando el fluido a su estado original. Este proceso es necesario debido a la dificultad de construir una bomba que opera con mezclas de líquido y vapor.

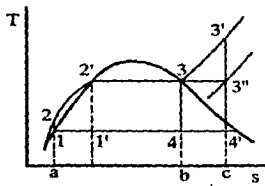


Figura 2.5. Ciclo Rankine ideal.

presión constante como muestra el proceso 3-3'.

Existen algunas variantes del ciclo Rankine como son el ciclo de recalentamiento y el ciclo regenerativo.

En el ciclo de recalentamiento (figura 2.6), el vapor se expandiona hasta una presión intermedia en la turbina,

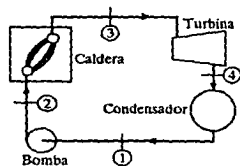


Figura 2.4 Ciclo Rankine.

La representación de los procesos del ciclo Rankine ideal en un diagrama temperatura entropía se muestra en la figura 2.5, donde observamos que se suministra vapor saturado a la turbina. En la práctica, esto provocaría problemas de erosión y oxidación en la turbina, razón por la cual el vapor se sobrecalienta a

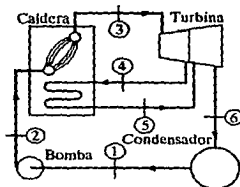


Figura 2.6. Ciclo Rankine con recalentamiento.

después de lo cual se recalienta para ser expandido hasta la presión de salida en el lado de baja presión. Con ello se logra incrementar ligeramente la eficiencia del ciclo, pero la razón principal para usar esta variante, es reducir la cantidad de humedad en los pasos de baja presión de la turbina.

El ciclo regenerativo por su parte, implica la extracción de una cierta cantidad de vapor parcialmente expandido, para usarlo en un calentador de agua de alimentación. Después de la expansión en la turbina hasta el estado 6 (figura 2.7), se extrae una cantidad de vapor suficiente para que el líquido que sale del calentador en el estado 3, sea saturado. El vapor que no fue extraído continúa expandiéndose hasta el estado 7 para posteriormente ser condensado y enviado al calentador a una presión intermedia.

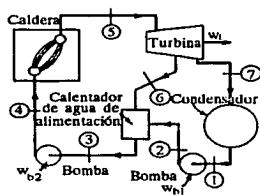


Figura 2.7. Ciclo Rankine con regeneración.

Ciclo Brayton.

El ciclo Brayton o Joule, es un ciclo simple no regenerativo ideal de una turbina de gas simple. Puede ser diseñado como ciclo abierto o cerrado dependiendo de su utilización.

El ciclo abierto está integrado principalmente por un compresor, un combustor y una turbina de gas (figura 2.8a). El aire entra al compresor, el cual lo envía al combustor en donde se mezcla con el combustible a ser quemado. Los gases producto de la combustión entran a la

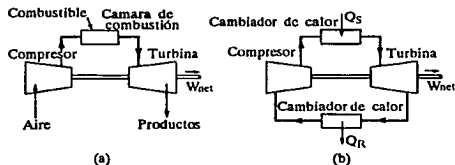


Figura 2.8. Ciclo Brayton. (a) ciclo abierto; (b) ciclo cerrado.

turbina donde se expanden y son descargados a la atmósfera.

El ciclo cerrado cuenta también con un compresor y una turbina, complementados con dos intercambiadores de calor (figura 2.8b). Inicia igualmente con una compresión, pero ahora de una sustancia de trabajo que no necesariamente es aire; posteriormente se pasa a través de un intercambiador de calor donde se le suministra energía de una fuente externa, se expande en la turbina y finalmente pasa por un segundo intercambiador de calor, donde se le extrae el calor residual regresando a su estado inicial.

Es común analizar el ciclo abierto como un ciclo ideal (figura 2.9), en el cual se desprecia la masa y propiedades del combustible, el calor suministrado es la energía liberada por la reacción termoquímica de dicho combustible, el fluido de trabajo tiene las propiedades del aire y los calores específicos son constantes.

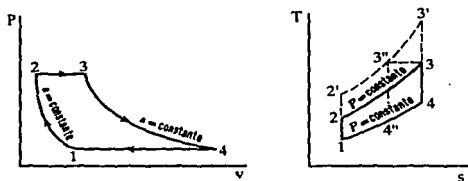


Figura 2.9. Representación del ciclo Brayton abierto ideal.

Ciclo Otto.

Este ciclo es el ideal de los motores de combustión interna de ignición por chispa, se conoce también como ciclo de cuatro tiempos debido a que el pistón realiza dos movimientos de ida y dos de regreso en cada ciclo, conocidos como carreras (figura 2.10).

La operación es como sigue: carrera de admisión, durante la cual se introduce una mezcla de aire y combustible; carrera de compresión; ignición del combustible provocada por una chispa eléctrica producida por la bujía; carrera de potencia, en la cual los gases realizan trabajo sobre el pistón; carrera de escape, para expulsar los gases producto de la combustión.

La figura 2.11 muestra la representación en los diagramas P-V y T-s de los procesos en un ciclo ideal. De 1 a 2 se realiza una compresión isentrópica, de 2 a 3 adición isométrica de

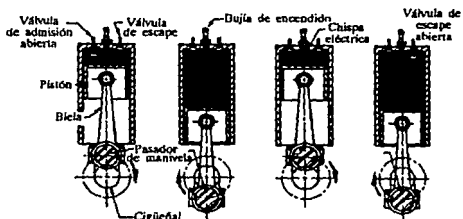


Figura 2.10. Ciclo Otto. Base de los motores de combustión interna de ignición por chispa.

calor, de 3 a 4 expansión isentrópica y de 4 a 1 cesión isométrica de calor.

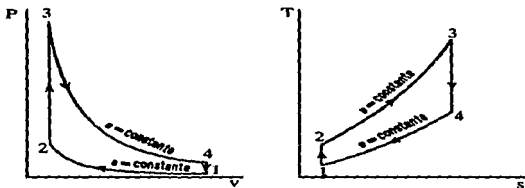


Figura 2.11. Representación del ciclo Otto ideal.

Ciclo Diesel.

El ciclo Diesel es muy similar al Otto, con la variante de que durante la carrera de admisión únicamente se introduce aire; el combustible es inyectado posteriormente a presión, comenzando al final de la carrera de compresión y continuando de tal forma que la ignición (producida únicamente por la compresión del combustible) se realiza a presión constante. El resto del ciclo es igual al Otto.

Los procesos de este ciclo se muestran en la figura 2.12, siendo estos: un proceso isentrópico de 1 a 2, un proceso isobárico de 2 a 3, otro isentrópico de 3 a 4 y uno isométrico de 4 a 1.

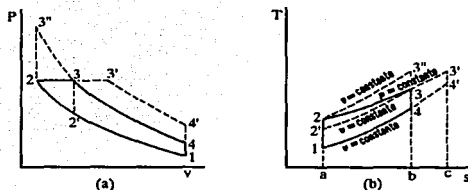


Figura 2.12. Representación del ciclo Diesel ideal.

2.1.4. Poder calorífico del combustible.

Los ciclos termodinámicos aquí descritos requieren un suministro de energía para poder operar, en la mayoría de los casos, esta se obtiene por la ignición de algún tipo de combustible. La cantidad de energía que un combustible en particular es capaz de proporcionar, está determinada por su poder calorífico, propiedad que se define como la energía liberada por unidad de peso o volumen del combustible debido a la reacción química.

Para los combustibles que contienen hidrógeno se definen dos poderes caloríficos, el superior y el inferior. El primero es el calor total liberado por el combustible y se obtiene de la medición en un calorímetro, mientras que el segundo, es el calor liberado por kilogramo de combustible, después de deducir el necesario para vaporizar el agua formada por la combustión del hidrógeno.

El poder calorífico se conoce también como entalpía de reacción, siendo posible calcular su valor para cualquier condición, a partir de un punto de referencia a una presión y temperatura conocidas.

Como producto de la combustión de los combustibles, se obtiene una mezcla de gases a una elevada temperatura, que es la que finalmente cederán calor al reducirse su temperatura. La cantidad de energía que podemos obtener de estos gases al enfriarlos desde una temperatura hasta otra inferior, estará dada por su correspondiente variación de entalpía. En el apéndice (A3-A6), se presentan valores de poder calorífico para algunos combustibles y de entalpías para productos de combustión de combustibles líquidos y gaseosos.

2:1.5. Eficiencia.

De acuerdo con la segunda ley de la termodinámica no todo el calor suministrado a un sistema puede ser transformado en trabajo, debido a ello, es muy importante conocer la relación entre la energía de entrada y la transformada en un sistema, para saber que tan bien está operando en comparación con otros sistemas similares. Esta relación es conocida como eficiencia y resulta de dividir la energía aprovechada por el sistema entre la energía suministrada, generalmente se expresa en porcentaje. Dependiendo del tipo de sistema analizado, se suelen utilizar indicadores especiales para medir la eficiencia, los dos mas comunes son:

Heat rate: Que es una medida de la eficiencia eléctrica del sistema y es determinada como la cantidad de energía en el combustible a la entrada, requerida para producir una unidad de energía (kJ/kW·h).

Steam rate: Es una medida especial aplicada a turbinas de vapor, definida como la cantidad de vapor requerida para producir un kW·h de energía eléctrica.

2.1.6. Mecanismos de transferencia de calor.

La transferencia de calor que se da de una fuente hacia el sistema o de este último al medio que lo rodea, puede darse de manera directa o mediante algún fluido. Los mecanismos mediante los cuales se da dicha transferencia son: conducción, convección y radiación.

Conducción: Es la transferencia de calor que se presenta en los sólidos, por la interacción molecular debida a una diferencia de temperaturas.

Convección: Es el flujo de calor que se presenta en los fluidos debido a una diferencia de temperaturas, puede ser libre o natural y forzada: En la convección libre, el movimiento de las moléculas se da únicamente por la diferencia de densidades, mientras que en la convección forzada existe un elemento mecánico que produce movimiento.

Radiación: Es la transferencia de calor que se da de un cuerpo de alta temperatura hacia otro de menor temperatura a través de ondas electromagnéticas, sin importar el medio que los separe.

En la mayoría de los sistemas termodinámicos, la energía que se les suministra es utilizada una sola vez y el calor residual es cedido al medio que lo rodea, esto representa grandes pérdidas de energía que dan como resultado bajas eficiencias térmicas. En el caso concreto de los sistemas convencionales utilizados para producir energía eléctrica, las eficiencias obtenidas oscilan alrededor de 32%, por lo que aproximadamente un 68% de la energía suministrada es desaprovechada.

Si bien es cierto que no toda la energía residual puede ser aprovechada, también lo es el hecho de que con su reutilización, se pueden alcanzar eficiencias energéticas entre 70% y 80%. Los sistemas de cogeneración representan una alternativa para reutilizar la energía de desecho.

2.2. TECNOLOGIAS DE COGENERACION.

Antes de mencionar las tecnologías existentes, resulta conveniente conocer una clasificación general de los sistemas de cogeneración. Estos pueden clasificarse de acuerdo al orden en que se producen las formas de energía involucradas en: primarios o topping y secundarios o bottoming.

Sistema de cogeneración primario.

Los sistemas primarios o topping (figura 2.13) son aquellos en los que la energía mecánica o eléctrica es producida inicialmente y la energía térmica residual es empleada en instalaciones industriales o comerciales. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras mas bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida.

Sistema de cogeneración secundario.

En los sistemas secundarios, también conocidos como bottoming (figura 2.14), el calor residual de algún proceso industrial, es recuperado y usado para producir energía mecánica o

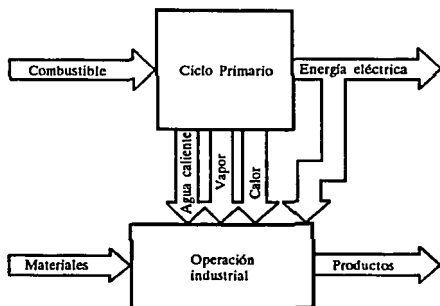


Figura 2.13. Sistema Primario o Topping.

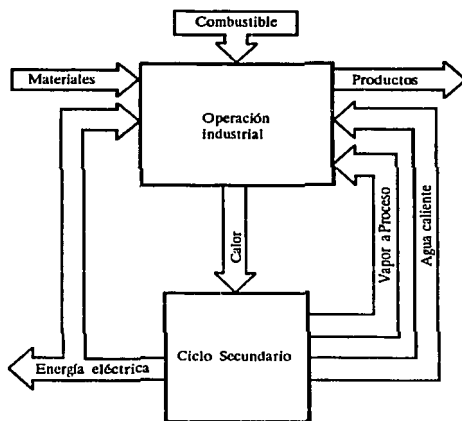


Figura 2.14. Sistema Secundario o Bottoming.

eléctrica. En ellos, la energía producida por la ignición de algún combustible es usada primeramente en un proceso de alta temperatura, como los realizados en la industria del cemento, la del acero y química; el calor residual es reaprovechado para vaporizar una sustancia de trabajo y producir potencia mecánica en una turbina.

En ambos tipos de sistemas puede ser o no necesario adicionar una cantidad extra de combustible, para lograr las condiciones de presión y temperatura requeridas en la segunda etapa del sistema.

Una segunda clasificación de los sistemas de cogeneración se hace de acuerdo al equipo o tecnología empleada. Las mas importantes, debido a su desarrollo alcanzado, variedad y uso de combustibles convencionales son: turbina de gas, turbina de vapor y motores de combustión interna.

Sistema de cogeneración con turbina de gas.

Los gases de escape de las turbinas de gas son usados como fuente de energía para producir vapor, que puede ser empleado en algún proceso o en una turbina de vapor para generar mas electricidad (ciclo combinado).

Sistema de cogeneración con turbina de vapor.

Pueden usarse tanto turbinas de contrapresión como de condensación con o sin extracción, en sistemas primarios o secundarios, aprovechando el calor residual de los gases provenientes de un proceso, para producir el vapor que las impulsa o realizando extracciones a varias presiones para cubrir demandas de vapor.

Sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

Son aplicables únicamente a sistemas primarios, aprovechando la energía de los gases de escape y del agua de enfriamiento. Recomendables para aplicaciones donde la demanda térmica es pequeña y en forma de agua caliente o vapor de muy baja presión.

2.3. CONCEPTOS ECONOMICOS.

En la mayoría de los casos, el hecho de que un inversionista arriesgue o no una cierta cantidad de dinero para desarrollar un proyecto específico, depende no solo de las ventajas técnicas que presente, si no también de los beneficios económicos que se pueden obtener con él, llegando este último factor a ser predominante en la toma de decisiones. Con ello, se pone de manifiesto la necesidad de incluir un análisis económico para determinar la factibilidad de su realización.

2.3.1. Conceptos elementales.

Existen una serie de variables que se presentan de manera regular dentro de los análisis económicos, algunas de las cuales se tratan a continuación.

Interés: Es la renta que hay que pagar por el uso de capital ajeno, conseguido en préstamo durante un período de tiempo (generalmente un año) conocido como período de interés. Este concepto es importante, debido a que no siempre se cuenta con el capital necesario para desarrollar un proyecto, por lo que se debe recurrir a una institución financiera, la cual lógicamente esperará obtener un beneficio por permitir el uso de su capital.

En el ambiente económico, es más común expresar el interés como un porcentaje de la cantidad prestada, al cual se le denomina tasa de interés.

El interés a pagar puede ser de dos tipos, interés simple o interés compuesto. En el caso del interés simple, la cantidad a pagar por este concepto en el momento de devolver el préstamo, es proporcional al tiempo durante el cual se ha tenido, esto es porque se calcula tomando en cuenta únicamente el capital prestado, conocido como principal. En el caso de interés compuesto, los intereses se suman al principal, al final de cada período de interés y sobre esta suma se calcula el interés a pagar en el siguiente período.

Valor del dinero en el tiempo: Una cantidad de dinero puede generar utilidades durante un cierto período de tiempo si se destina a proyectos o incluso con el simple hecho de invertirlo en

un banco. Debido a esto, una misma cantidad de capital, no tendría el mismo valor si se recibe hoy, que si se recibe dentro de algún tiempo y mientras mayor sea este tiempo, mayor será la diferencia. De lo anterior se desprende el concepto de valor del dinero en el tiempo, fundamental en cualquier tipo de análisis económico.

Costos: Son los desembolsos o salidas de dinero; para facilitar el análisis económico se clasifican de diferentes maneras, la mas importante es la que los clasifica como costo o inversión inicial, costos fijos y costos variables.

La inversión inicial se define como aquel desembolso necesario para iniciar una actividad y generalmente se presenta una sola vez durante toda la vida del proyecto. El estudio de este costo es importante porque un proyecto puede ser muy rentable, pero no ser posible su realización debido a que la inversión inicial requiere mas capital del que es posible obtener. Ejemplo de desembolsos que integran este costo son: compra de maquinaria, instalaciones, equipos, estudios de ingeniería, etc.

Los costos fijos son aquellos que permanecen relativamente constantes durante toda la actividad de producción, aún cuando varfen los niveles de la misma. Es decir, son independientes del nivel de las operaciones. Ejemplos de estos costos son los ocasionados por mantenimiento, arrendamientos, publicidad, gastos administrativos, etc. En el sentido estricto de la palabra estos gastos no son fijos, sin embargo su variación es pequeña en un amplio rango de niveles de operación, por lo que se les considera como tales.

Los costos variables son aquellos que varfan en alguna relación con el nivel de operaciones. Por ejemplo, el consumo de combustible de un motor se incrementa al aumentar su potencia desarrollada. En general, los costos que varfan con el nivel de producción son aquellos que pueden asociarse con cada unidad de producto, tales como mano de obra, materia prima, combustibles, etc.

Ingresos o beneficios: Son las entradas de capital que se tienen por la operación de un proyecto. En este caso no existe una clasificación general que nos permita agrupar los ingresos, por lo que deberán identificarse en cada proyecto particular. Algunas fuentes de ingreso pueden

ser la venta de productos, prestación de servicios, etc.

Utilidad: La utilidad representa el capital que finalmente obtiene el inversionista, después de cubrir todos los costo, es decir.

$$\text{Utilidad} = \text{Ingresos} - \text{Costos}$$

Se pueden distinguir dos tipos de utilidad, antes y después de impuestos. Como su nombre lo indica, son las utilidades obtenidas, antes y después de restar los egresos debidos a impuestos.

Período de amortización: Este término se emplea para referirse al tiempo establecido para cubrir los gastos por concepto de inversión inicial.

Vida económica: La vida económica de una maquinaria, un equipo o una instalación, es el tiempo durante el cual pueden ser usados en forma competitiva y redituable. En la mayoría de los casos, este lapso de tiempo es simplemente una conjetura, sin embargo, en base a la experiencia y a estadísticas, se dan valores probables respecto a la vida de maquinaria, equipo e instalaciones.

Valor de salvamento: Es el capital que se puede obtener al vender una propiedad que ya ha sido usada previamente. Este valor puede ser afectado por varios factores tales como la razón del propietario para vender su activo, el costo presente de reproducir la unidad, su localización, su estado físico, etc.

2.3.2. Índices de rentabilidad.

Al igual que en la física, en la economía es posible definir la eficiencia de un sistema como:

$$\eta_{\text{económica}} = \frac{\text{Valor de los productos o servicios}}{\text{Costo de producción}}$$

Esta eficiencia, a diferencia de las que se obtienen en la física, puede ser menor, igual o mayor a 100%, pero para que un proyecto sea rentable, debe ser mayor a 100%.

Este parámetro indica el porcentaje en que se está incrementando el valor de un material después de procesarlo. Pero no basta para determinar la rentabilidad del proyecto. Para ello existen diversos métodos de análisis económico, siendo los mas ampliamente usados el de valor presente, tasa interna de retorno y período de recuperación de la inversión.

Valor presente neto (VPN).

Este método aplica el concepto de valor del dinero en el tiempo, con el se determina, mediante un análisis de flujo de fondos, el valor presente de los ingresos netos esperados de una inversión, menos el costo inicial.

Tasa interna de retorno (TIR).

Es un índice de rentabilidad ampliamente usado, definido como la tasa de interés a la cual el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos es cero, es decir, es la tasa de interés para la cual no se obtendrían ni pérdidas ni ganancias. Para que un proyecto se considere rentable, esta debe ser mayor a la tasa de interés real del mismo.

Período de recuperación de la inversión o período de pago (PR).

Se define como el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial de un proyecto, a partir de las utilidades producidas por él.

CAPITULO 3

DESCRIPCION DE SISTEMAS DE COGENERACION

3. DESCRIPCION DE SISTEMAS DE COGENERACION.

La gran variedad de alternativas que se tiene para integrar sistemas de cogeneración, hace prácticamente imposible describir todas y cada una de las posibles combinaciones que se pueden realizar, sin embargo, existen una serie de elementos y subsistemas que se encuentran presentes en la mayor parte de los sistemas. Aquí se describen estos equipos y algunos de los esquemas que han sido mas empleados en otros países.

3.1. PRINCIPALES COMPONENTES DE SISTEMAS DE COGENERACION.

El concepto de cogeneración, a diferencia de lo que pudiera pensarse, no implica la utilización de equipos de reciente creación, en fase experimental o de operación muy complicada, ya que, aun cuando se están estudiando nuevas formas y nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica y energía térmica, algunas de las cuales ya pueden ser utilizadas, también es posible emplear los mismos equipos que se utilizan comúnmente dentro de los sistemas convencionales, con la diferencia de que equipos que se operaban por separado, ahora son integrados en arreglos adecuados que permiten utilizar una sola fuente energética primaria lo que da como resultado un uso mas eficiente de los recursos energéticos disponibles.

De todos los elementos y partes que integran los sistemas de cogeneración, aquellas que tienen una mayor importancia y que aparecen de manera regular son las siguientes:

3.1.1. Sistemas de transmisión y distribución de energía térmica y eléctrica.

En cualquier tipo de sistema será necesario contar con un adecuado sistema de distribución que permita llevar el producto al lugar de utilización; los sistemas de cogeneración no son la excepción, por ello será necesario contar con un sistema de distribución que permita transportar en condiciones óptimas el fluido portador de la energía térmica. En aquellos casos en los que una de las formas de energía involucrada sea la eléctrica, será necesario contar también con un adecuado sistema eléctrico que permita una buena distribución y utilización de la electricidad.

Un detalle importante que no se debe perder de vista, es que la energía eléctrica puede ser transportada a grandes distancias sin que se registren mayores pérdidas, no así la energía térmica, por lo tanto, la planta de cogeneración deberá ser colocada lo mas cerca posible al lugar donde se emplea esta última.

3.1.2. Sistemas de seguridad y control.

Como en cualquier sistema o proceso, serán necesarios una serie de elementos que permitan regular el funcionamiento de los equipos para lograr una operación eficiente y segura.

3.1.3. Generador eléctrico.

Este equipo será necesario cuando se requiera transformar la energía mecánica producida por una máquina motriz, a energía eléctrica. Existen diversos tipos y tamaños de generadores eléctricos, siendo los mas ampliamente usados los de inducción y los síncronos. En muchos casos se venden en paquetes junto con la turbina de gas o de vapor y se les denomina turbo-generadores.

3.1.4. Bombas y/o compresores.

Estos elementos son los que permiten impulsar al fluido de trabajo a través del sistema, dando las condiciones de presión requeridas, las bombas que trabajan con líquidos se encuentran presentes prácticamente en todos los sistemas, mientras que los compresores que manejan gases, son mas representativos de los sistemas con turbina de gas.

3.1.5. Equipos de recuperación de calor.

Estos elementos son una de las partes mas importantes que integran los sistemas de cogeneración, ya que, uno de los principios de la cogeneración es precisamente la recuperación de energía residual para convertirla en energía útil. La función principal de un equipo de recuperación es la transferencia de calor, por lo que, en términos generales se podría decir que todos son cambiadores de calor, sin embargo, por su forma de transferencia de calor, la fuente de calor y la presencia o ausencia de cambios de fase reciben nombres tan variados como

recuperadores, cambiadores de calor, generadores de vapor, calderas de recuperación, etc.

De los equipos disponibles comercialmente, aquellos que cobran una mayor importancia dentro de los sistemas de cogeneración aquí descritos son: los cambiadores de calor, las calderas de recuperación y las cajas de flasheo.

Cambiadores de calor.

Este nombre se emplea para designar a aquellos equipos en los que se transfiere calor de un fluido a otro sin que exista cambio de fase de ninguno de los dos, es decir, cuando únicamente se incrementa o reduce su temperatura, por ello, muchas veces se les conoce como cambiadores de calor sin cambio de fase. Cuando alguno de los fluidos cambia su estado de agregación, entonces el equipo recibe nombres específicos tales como evaporador, condensador, etc.

Se han desarrollado muchos tipos de cambiadores de calor para ser usados en variados grados de tamaño y sofisticación tecnológica, como por ejemplo en plantas de potencia de vapor, calefacción, refrigeración, radiadores de automóvil, etc. El tipo mas sencillo sería un recipiente en el cual se mezclan directamente dos fluidos a diferentes temperaturas, sin embargo, son mas comunes aquellos en los cuales un fluido está separado del otro por una pared o división a través de la cual fluye el calor.

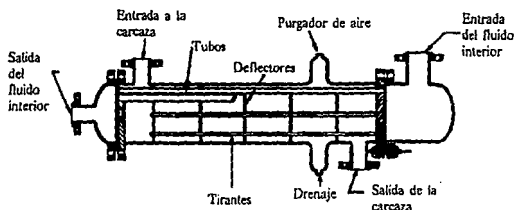


Figura 3.1. Esquema de un cambiador de calor de coraza y tubo.

Existen muchas modalidades de tales equipos, desde un simple tubo concéntrico, hasta

complicadas unidades de varios cientos de metros cuadrados de superficie de transferencia de calor; entre estos extremos hay una gran variedad, siendo los mas comerciales los de coraza y tubo. La figura 3.1 contiene un esquema de un cambiador de este tipo.

De acuerdo a la distribución de flujo se clasifican en cuatro tipos: de flujo paralelo, de flujo a contracorriente, de flujo cruzado de un solo paso y de flujo cruzado de pasos múltiples (figura 3.2). De estos cuatro tipos el mas ampliamente usado es el de flujo a contracorriente.

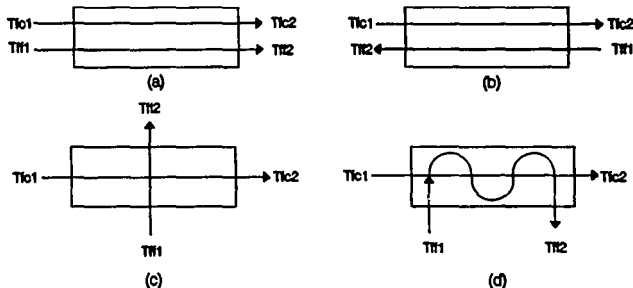


Figura 3.2. Distribución de flujo en cambiadores de calor: (a) Flujo paralelo; (b) Flujo a contracorriente; (c) Flujo cruzado de un solo paso; (d) Flujo cruzado de pasos múltiples.

Para cuestiones de diseño y análisis, los fluidos se designan como fluido frío (aquel de menor temperatura y que por lo tanto será el receptor de calor) y fluido caliente (aquel de mayor temperatura y que por lo tanto cederá calor). Los parámetros importantes a considerar son las diferencias terminales de temperatura, es decir, la diferencia de temperatura entre la entrada del fluido caliente y la salida del frío ($T_{fc1} - T_{ff2}$) y la diferencia entre la salida del fluido caliente y la entrada del fluido frío ($T_{fc2} - T_{ff1}$). Estos valores determinarán el tamaño del cambiador.

El balance de calor se realiza mediante la expresión:

$$W_{fc} \times C_{p_{fc}} \times (T_{fc1} - T_{fc2}) = W_{ff} \times C_{p_{ff}} \times (T_{ff2} - T_{ff1})$$

Estos equipos son adecuados donde se requiere aprovechar calor residual para calentar algún fluido.

Calderas de recuperación.

Las calderas de recuperación, también conocidas como generadores de vapor de calor recuperado, son equipos que permiten aprovechar la energía residual, contenida en los gases de escape provenientes de algún proceso o de alguna máquina motriz, para generar vapor. Se clasifican en calderas acuotubulares y pirotubulares, en las primeras, el agua circula por dentro de los tubos mientras que los gases de combustión lo hacen por fuera, en las pirotubulares la circulación es al contrario.

Una segunda clasificación de las calderas se hace en función de la forma de circulación del agua como: circulación natural y circulación forzada. En las calderas de circulación natural (figura 3.3) los tubos están en posición vertical y la circulación en el sistema es debida únicamente a la diferencia de carga térmica entre el agua y la mezcla de agua-vapor, lo cual implica ahorros asociados a la operación y el mantenimiento o posibles fallas de las bombas.

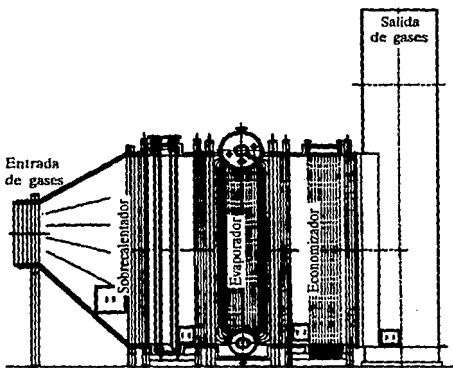


Figura 3.3. Caldera de recuperación de circulación natural.

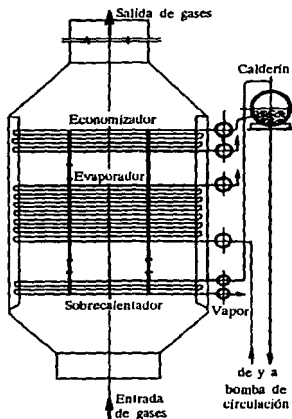


Figura 3.4. Caldera de recuperación de circulación forzada.

sirve para incrementar la temperatura del vapor hasta las condiciones deseadas.

Para las calderas de recuperación no es posible realizar el balance térmico considerando únicamente las condiciones de entrada y salida de los fluidos, debido a que el comportamiento térmico de estos a través de las tres secciones de la caldera es como se ilustra en la figura 3.5, por lo que un análisis de este tipo podría dar origen a un cruce de temperaturas, es decir, que en determinado momento la temperatura del

Las unidades de circulación forzada por su parte (figura 3.4), utilizan bombas para impulsar la mezcla de agua-vapor; esto permite que los equipos ocupen un menor espacio y tengan tiempos de arranque mas cortos.

En calderas para producción de vapor sobrecalentado se distinguirán tres áreas de transferencia de calor: un economizador que es el haz de tubos localizado mas próximo a la salida de los gases y que sirve para dar un calentamiento previo al agua y llevarla a las condiciones de temperatura requeridas a la entrada del evaporador; el evaporador que sirve para producir vapor saturado y se localiza en la parte central de la caldera; la tercer área conocida como sobrecalentador, es el haz mas próximo a la entradas de gases y

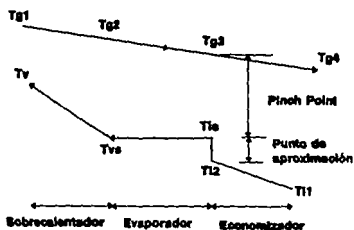


Figura 3.5. Comportamiento térmico de los fluidos que circulan en una caldera de recuperación.

fluido portador de calor fuera menor a la del fluido receptor, lo cual va en contra de las leyes de la termodinámica.

Para evitar situaciones de este tipo, se deben considerar dos parámetros importantes como son el Pinch point y el punto de aproximación, los cuales se pueden observar en la misma figura.

El Pinch point determina el tamaño de la caldera, mientras que el punto de aproximación prevé posibles evaporaciones instantáneas (flasheo) y cruces de temperatura. Para las aplicaciones de cogeneración se emplean valores de pinch point entre 11 °C y 27.8 °C y de punto de aproximación entre 6 °C y 22 °C.

Bajo las consideraciones anteriores, el balance de calor se puede obtener mediante la siguiente expresión.

$$W_v \times [(h_{v2} - h_{D2}) + (h_{D2} - h_{D1})] = W_g \times [(h_{g1} - h_{g2}) + (h_{g2} - h_{gD})]$$

donde las entalpías están referidas a los puntos indicados en la figura.

Otro factor importante a considerar es la temperatura de salida mínima de los gases producto de la combustión. Esta va a estar limitada por el punto de rocío, es decir, se debe garantizar que no existan condensaciones que puedan causar problemas de corrosión. De acuerdo a los resultados obtenidos en la práctica, para gases producto de la combustión de aceites combustibles se recomiendan valores¹ de:

160-170 °C para equipos de acero al carbón.

150-160 °C para equipos de hierro fundido.

Para gases producto de la combustión de combustibles limpios (sin contenido de azufre) como el gas natural, esta temperatura puede llegar hasta aproximadamente 66 °C.

Muchas veces los gases de combustión contienen una cantidad de oxígeno suficiente (entre 14% y 16% en volumen) para llevar a cabo una post-combustión. Esto permitirá tener una mejor regulación de las condiciones del vapor y cubrir las demandas pico. Para ello, se podrán utilizar calderas equipadas con quemadores para adicionar una cantidad extra de combustible que permita elevar la temperatura de los gases de escape.

¹ Tomados del Manual de eficiencia térmica energética en la industria

La cantidad de energía que se requiere para elevar la temperatura de los gases desde T_1 hasta T_2 esta dada por.

$$Q_{requerido} = W_g \times (h_{g2} - h_{g1})$$

la cantidad de combustible requerido es entonces:

$$W_{comb} = \frac{Q_{requerido}}{PCI}$$

la cantidad de combustible que se puede quemar esta determinada por el aire presente en los gases, el cual se calcula como:

$$Aire = \frac{W_g \times O \times 32}{23 \times 29.5}$$

donde O representa el porciento en volumen de oxígeno, su peso molecular se considera igual a 32 y el de los gases de escape igual a 29.5; el número 23 representa el porciento en peso de oxígeno contenido en el aire. La cantidad máxima de combustible que se puede quemar es entonces:

$$W_{comb\ max} = \frac{Aire}{C \times PCS}$$

donde C es una constante que depende de cada combustible y es igual a 320.24 kg_{aire}/GJ para aceites combustibles y de 313.79 kg_{aire}/GJ para gas natural.

Cajas de flasheo.

Estos equipos por si solos no podrían considerarse sistemas de recuperación de calor, sin embargo, en conjunto con un cambiador de calor permiten producir vapor saturado, por lo que han sido integrados a sistemas de cogeneración.

La figura 3.6 muestra un esquema de este tipo de equipo. El agua entra por 1 donde es expansionada a través de una placa de orificio, reduciendo su presión y provocando que una parte de ella se evapore, el resto se deposita en el fondo de la caja desde donde es recirculada.

La cantidad de vapor flasheado se calcula mediante la siguiente expresión.

$$\text{Agua evaporada} = \frac{h_1 - h_2}{h_{\text{vap}}}$$

donde h_1 y h_2 son las entalpías del agua correspondientes a los puntos ilustrados en la figura y h_{vap} es la entalpía de vaporización.

Son especialmente utilizados cuando la energía residual disponible es de baja temperatura.

Sistema de refrigeración por absorción.

Al igual que las cajas de flasheo, los sistemas de refrigeración por absorción, por si solos no podrían considerarse como sistemas de recuperación de calor, sin embargo, en conjunto con otro equipo que les suministre agua caliente o vapor, permiten aprovechar energía calorífica residual para producir un efecto de refrigeración. La figura 3.6. muestra el esquema de uno de estos equipos.

Los procesos de condensación, expansión y evaporación que se realizan, son similares a los de cualquier sistema de refrigeración por compresión, la diferencia principal radica en el proceso de compresión. El vapor que sale del evaporador entra al absorbedor donde es absorbido por una sustancia que puede ser agua; este proceso de absorción libera calor que se transfiere al agua enfriadora; la solución de absorbente y refrigerante se bombea a través de un cambiador de calor hasta el generador, en donde se le suministra calor mediante un serpentín por donde circula agua caliente o vapor, evaporando la solución para obtener un vapor cuya mayor concentración es de refrigerante; este vapor es llevado al condensador y posteriormente al evaporador a través de un orificio que hace las veces de válvula de expansión; finalmente el vapor regresa al absorbedor para repetir el ciclo.

La principal ventaja de estos sistemas es que la compresión se realiza mediante una bomba y no mediante un compresor, lo que reduce sensiblemente el trabajo requerido.

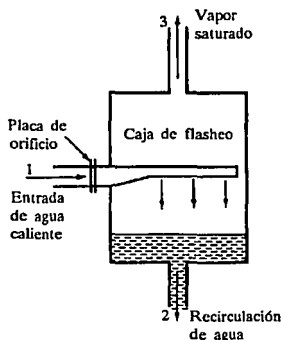


Figura 3.6. Esquema de una caja de flasheo.

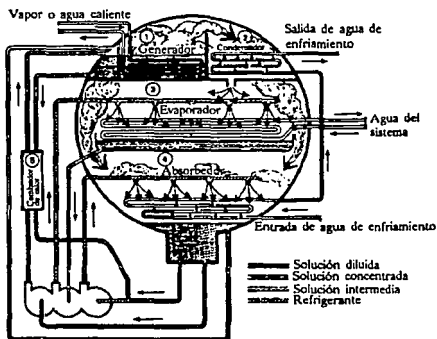


Figura 3.7. Sistema de refrigeración por absorción.

3.1.6. Máquina motriz.

Este es el otro elemento primordial en sistemas de cogeneración, el cual puede sustituir a los grandes motores eléctricos que sirven para satisfacer las necesidades de potencia mecánica, o si se le acopla a un generador eléctrico puede suministrar energía eléctrica para los sistemas de iluminación, comunicaciones, control e incluso pequeños motores eléctricos para demandas mínimas de potencia mecánica. Estos elementos deberán tener la característica de desechar cierta cantidad de calor que puede ser reaprovechado para satisfacer demandas térmicas, o de poder ser impulsados utilizando directa o indirectamente el calor residual proveniente de algún proceso.

De lo anterior se deduce que cualquier equipo capaz de producir energía mecánica o eléctrica y desechar calor susceptible de ser aprovechado, o aquel otro capaz de aprovechar directa o indirectamente el calor residual proveniente de algún proceso y producir estos tipos de energía, puede ser integrado a un sistema de cogeneración. Lógicamente no todos los equipos presentan las mismas ventajas técnicas y económicas para ser instalados, ni tampoco un mismo equipo puede ser adecuado a todos los casos de aplicación que se pueden presentar, por ello, será necesario aplicar métodos que permitan realizar una selección adecuada.

La importancia de esta parte integrante de los sistemas de cogeneración es a tal grado que, como ya anteriormente habíamos mencionado, una forma de clasificación es en base al tipo de máquina motriz utilizada. Los equipos utilizados como máquina motriz que actualmente han alcanzado un mayor desarrollo tecnológico, presentan las mayores ventajas y por lo mismo su uso se ha extendido ampliamente en otros países son: las turbinas de gas, las turbinas de vapor y los motores de combustión interna.

3.2. SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE GAS.

El nombre de turbina de gas que se da a este equipo, no se debe al tipo de combustible que emplea, sino mas bien al fluido que se expande a través de sus alabes, ya que, aun cuando regularmente se quema gas natural, es posible utilizar una gran variedad de combustibles tanto líquidos como gaseosos.

Las características de las turbinas de gas las hacen un medio ideal para integrarse a los sistemas de cogeneración, su principio de operación se basa en el ciclo Brayton: el compresor incrementa la presión del fluido de trabajo (normalmente aire) a valores que van desde 4 hasta 30 veces la atmosférica posteriormente pasa a la cámara de combustión donde se incrementa su temperatura a un valor entre 800 y 1200 °C; los gases a alta presión y temperatura son entonces expansionados a través de la turbina donde parte de su energía térmica es transformada a energía mecánica.

La cantidad de energía térmica que la turbina es capaz de transformar a energía mecánica, esta determinada por varios factores, entre los que se encuentra la capacidad de la turbina. Desgraciadamente las pequeñas unidades pueden tener eficiencias tan bajas como 15%, mientras las grandes turbinas alcanzan actualmente eficiencias alrededor de 40%. La operación a cargas parciales afecta también la eficiencia de la turbina, por lo que, es recomendable que siempre sean operadas a plena carga.

El rango de potencias en el cual se fabrican comercialmente estos equipos, va desde las pequeñas unidades de aproximadamente 500 kW hasta las enormes unidades para plantas generadoras de mas de 200 MW.

Bajo condiciones de operación normales y con un mantenimiento adecuado, incluyendo revisiones mayores, estos equipos puede alcanzar períodos de vida superiores a las 100000 horas de operación.

3.2.1. Recuperación de calor.

No obstante que se han tenido grandes avances en el desarrollo de las turbinas de gas, todavía se tiene una gran cantidad de energía térmica que no se transforma a energía mecánica y, en la mayoría de las aplicaciones representa grandes pérdidas. La mayor parte de esta energía de desecho se encuentra en los gases de escape, los cuales pueden tener temperaturas incluso superiores a 550°C. En el apéndice (A7), se muestran una serie de datos técnicos de turbinas de gas, como son: la temperatura de gases de escape, potencia, consumo específico, etc., los cuales pueden ser de mucha utilidad en cálculos preliminares para sistemas de cogeneración con esta tecnología.

Si integramos la turbina a un sistema de cogeneración, podremos recuperar parte de la energía contenida en los gases. La cantidad de calor máxima que es posible recuperar, se puede calcular mediante la siguiente expresión.

$$Q_{RG} = W_g \times C_{P_g} \times (T_{g1} - T_{g2}) \quad \text{o} \quad Q_{RG} = W_g \times (h_{g1} - h_{g2})$$

Donde el valor de T_{g2} , es decir, la temperatura de los gases de combustión a la salida del recuperador de calor, esta limitada por el punto de rocío, además, dependiendo de las condiciones de la energía térmica requerida, es posible que no toda esta energía se pueda utilizar, por lo que se deberá analizar cada caso en particular. En la figura 3.8 se muestra la distribución de energía en un sistema de cogeneración con turbina de gas de capacidad media típico.

La energía recuperada puede ser utilizada directamente, si el proceso así lo permite, como por ejemplo para secado, sin embargo, en la mayoría de las aplicaciones se emplea como una fuente de calor para producir vapor mediante algún sistema de recuperación.

Los sistemas de recuperación mas frecuentemente usados son las calderas de recuperación, en las cuales se puede agregar una cantidad adicional de combustible para tener una mejor

regulación de las propiedades del vapor y satisfacer demandas pico.

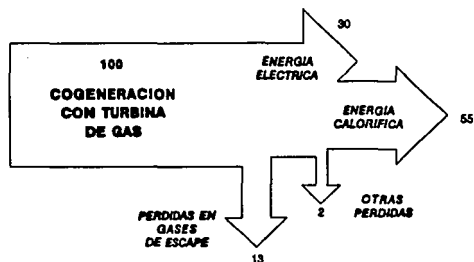


Figura 3.8. Diagrama de Sankey de un sistema de cogeneración con turbina de gas típico.

3.2.2. Efecto de la instalación de recuperadores de calor.

Cuando se acoplan sistemas de recuperación de calor a las turbinas de gas, hay que tener en cuenta que esto representa una contrapresión que afectará su funcionamiento. En general, cualquier variación en los parámetros de operación de las turbinas afectará su eficiencia.

Las condiciones estandares para las cuales se miden las características de las turbinas son 15 °C y 1.0136 bar (condiciones ISO). Los efectos aproximados¹ que una variación de los parámetros de operación tendría en el funcionamiento de las turbinas es como sigue:

- Un incremento de 10 °C en la temperatura del aire de entrada reduce la potencia de salida en 9%.
- Un incremento de 300 m en altura, reduce la potencia de salida en 3.6%.
- Una caída de presión a la entrada de la turbina de una pulgada de agua reduce la potencia de salida en 0.5%.
- Una pérdida de presión a la salida de la turbina de una pulgada de agua reduce la potencia en 0.3%.

¹ Valores tomados de: Cogeneración por R.C.G. Hagler, Bailly inc.

Un factor a favor de la cogeneración causado por la contrapresión a la salida de la turbina, es que la temperatura de los gases de escape se eleva en 0.3 °C por cada pulgada de agua de contrapresión. En general los perjuicios que causa la reducción en la eficiencia debido a la instalación de sistemas de recuperación, es mucho menor a los beneficios que se pueden obtener con la energía recuperada.

Todos los valores anteriores pueden ser obtenidos con mayor exactitud, para cada turbina en particular, de las curvas de operación proporcionadas por los fabricantes.

3.2.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética.

La máxima conveniencia de este tipo de sistemas se espera, cuando la demanda de calor se da a una temperatura de alrededor de 140 °C; bajo estas circunstancias se obtendrían aproximadamente, 1 kWh de energía eléctrica y 14654 kJ de calor, con un suministro de 20934 kJ. Si consideramos una eficiencia de las calderas convencionales de 80% y una de conversión a energía eléctrica de 39%, el suministro de energía que se requeriría, sería:

$$\frac{3.5 \times 3600}{0.39} + \frac{25121}{0.8} = 63708.94 \text{ [kJ]}$$

lo que representa un ahorro de combustible de:

$$\left(1 - \frac{41868}{63708.94} \right) \times 100 = 34\%$$

Las eficiencias globales que se pueden alcanzar con este tipo de sistemas son de alrededor de 85%.

3.2.4. Esquemas típicos para generación de vapor.

Los valores de presión y temperatura que alcanza el vapor generado con los gases de escape de la turbina, permiten que este pueda ser usado en algún proceso o incluso para alimentar una turbina de vapor, en lo que se conoce como ciclo combinado.

Un esquema representativo del primer caso se observa en la figura 3.9, en donde la turbina de gas se acopla a un generador eléctrico que suministra energía a la red, los gases de combustión a la salida de la turbina son introducidos a un recuperador de calor, donde ceden parte de su energía para posteriormente ser enviados a la chimenea; el calor retirado a los gases se utiliza para generar el vapor que será enviado al proceso; el agua alimentada al recuperador de calor es previamente desgasificada.

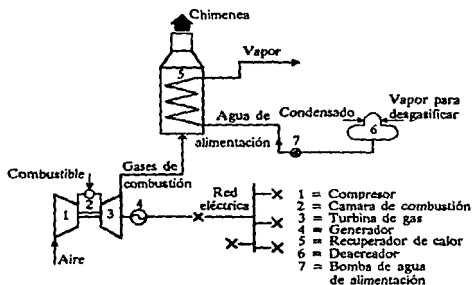


Figura 3.9. Sistema de cogeneración con turbina de gas y vapor a proceso.

En caso de que se requiera una mayor cantidad de energía mecánica o eléctrica, se podrá alimentar el vapor a una turbina de vapor de condensación o de contrapresión como se observa en los diagramas de las figuras 3.10 y 3.11.

Observamos que la turbina de gas es nuevamente acoplada a un generador eléctrico que suministra energía eléctrica a la red, los gases de escape son enviados al recuperador de calor donde se produce el vapor que ahora es enviado a la turbina de vapor, la cual se acopla también a un generador eléctrico para suministrar mas energía a la red.

Cuando se emplea turbina de condensación, el vapor a la salida de la turbina es enviado al condensador para posteriormente ser recirculado por el recuperador vía el desgasificador, repitiendo el ciclo.

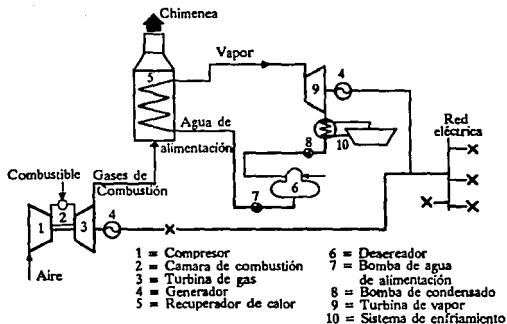


Figura 3.10. Ciclo combinado con turbina de condensación.

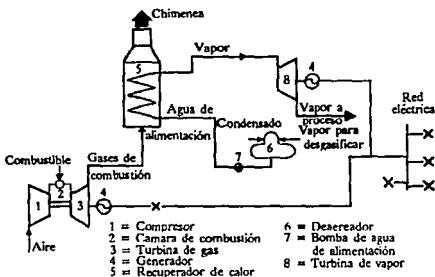


Figura 3.11. Ciclo combinado con turbina a contrapresión.

Con la turbina de contrapresión el vapor a la salida de la turbina puede ser utilizado para algún proceso donde se necesite vapor de baja presión.

Para obtener una mayor versatilidad de estos esquemas, se podrían instalar turbinas de vapor con una o mas extracciones.

Otros esquemas adicionales que se han venido desarrollando hace relativamente poco tiempo, son los llamados ciclos de inyección de vapor, en los cuales, el vapor que se genera a partir de la energía residual contenida en los gases de escape, es inyectado a la turbina (figura 3.12); esto permite aumentar la potencia de salida de la turbina y al mismo tiempo controlar la emisión de sustancias contaminantes, al tener un mayor control sobre la temperatura.

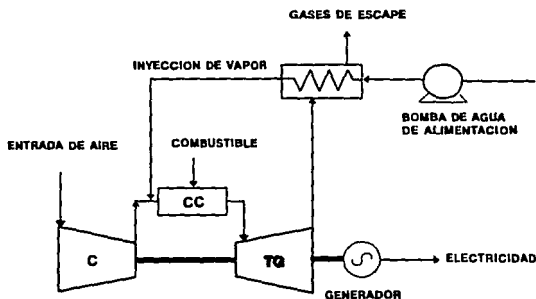


Figura 3.12. Ciclo de inyección de vapor.

Una ventaja adicional de los ciclos de inyección de vapor, es que permiten regular la cantidad de energía térmica obtenible por kWh de electricidad generada, lo que les da una gran versatilidad.

3.3. SISTEMA DE COGENERACION CON TURBINA DE VAPOR.

Los sistemas con turbinas de vapor operan siguiendo un ciclo Rankine y generalmente consisten de una caldera donde se utiliza un combustible que puede ser sólido, líquido o gaseoso, para producir vapor sobrecalentado a altas presiones. Al igual que en las turbinas de gas, el fluido se expande a través de la turbina para producir potencia mecánica, que puede ser

transformada a energía eléctrica mediante un generador eléctrico; el vapor que sale de la turbina es normalmente condensado y recirculado mediante una bomba.

Las eficiencias alcanzadas con estos equipos oscilan alrededor de 30% y también se ven afectadas cuando se opera a cargas parciales. Los rangos entre los que se fabrican estos equipos van desde las pequeñas unidades de aproximadamente 750 kW hasta enormes unidades de tamaño prácticamente ilimitado que superan los 1000 MW. A diferencia de las turbinas de gas, estas pueden solicitarse prácticamente para cualesquiera condiciones de entrada. Por ello, resulta conveniente poder calcular el consumo unitario de vapor, para lo cual tenemos la siguiente expresión:

$$W_{vm} = \frac{3600}{(h_{v1} - h_{v2}) \times Ef_{iv}}$$

La potencia eléctrica que podemos obtener estará dada por:

$$P_{ev} = \frac{W_v \times (h_{v1} - h_{v2}) \times Ef_{iv} \times Ef_{gen}}{3600}$$

En el apéndice (A8) se muestra un listado de turbinas de vapor comerciales, indicando algunos parámetros de interés para el análisis de sistemas de cogeneración.

Una de las características más importante de las turbinas de vapor es que presentan una gran flexibilidad para satisfacer los requerimientos finales de energía térmica.

Bajo condiciones de operación a carga nominal y con adecuado mantenimiento, estos equipos pueden alcanzar tiempos de vida superiores a las 100,000 horas de operación.

3.3.1. Tipos de turbinas de vapor.

Hay tres tipos básicos de turbinas de vapor:

Turbinas de condensación: En las que el vapor a la salida, es pasado a un condensador a presiones inferiores a la atmosférica, con lo que se logra una mayor expansión de este y por lo tanto una temperatura de escape menor.

Turbinas de contrapresión: En la que el vapor sale de la turbina a presiones iguales o mayores a la atmosférica.

Turbinas de extracción: Tanto las turbinas de condensación como las de contrapresión pueden ser con extracción, es decir, se puede extraer vapor en una o mas etapas intermedias de la turbina.

Cualquiera de estos tres tipos de turbina puede proporcionar la potencia mecánica requerida para impulsar algún equipo o ser acoplada a un generador para producir energía eléctrica.

3.3.2. Utilización de la energía térmica.

Tal vez exista la interrogante de como un equipo que utiliza vapor para operar, pueda suministrar una cantidad de este a un proceso y aumentar la eficiencia de un sistema. La respuesta es sencilla, el vapor que en un ciclo Rankine regenerativo se emplea para precalentar el agua de alimentación, ahora se utiliza para realizar algún proceso.

En la turbinas de contrapresión, adicionalmente al vapor obtenido en las extracciones, se puede utilizar el que sale de ellas, después de expandirse en la última etapa de la turbina.

La distribución de energía en este tipo de sistemas puede variar con las características del equipo, los parámetros de operación y aun mas con las extracciones de vapor, sin embargo un sistema típico de cogeneración con turbina de vapor tendrá una distribución aproximada a la que se muestra en la figura 3.13

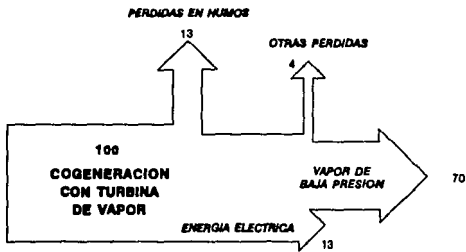


Figura 3.13. Diagrama de Sankey de un sistema de cogeneración con turbina de vapor típico.

Lógicamente, las extracciones de vapor afectarán la potencia eléctrica que se puede obtener, por lo que, la ecuación de cálculo quedará como sigue:

$$P_{gv} = \frac{[W_{v1} \times (h_{v1} - h_{e1}) + (W_v - W_{e1}) \times (h_{e1} - h_{e2})] \times Ef_{iv} \times Ef_{gem}}{3600} + \frac{[(W_v - W_{e1} - W_{e2}) \times (h_{e2} - h_{v2})] \times Ef_{iv} \times Ef_{gem}}{3600}$$

Esta ecuación es válida cuando se tienen dos extracciones, en caso de que haya un número mayor, únicamente se tendrán que aumentar los términos correspondientes a cada una de ellas.

3.3.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética.

Para una demanda de calor a 140 °C se podrían obtener aproximadamente 1 kWh de energía eléctrica y 14654 kJ, a partir de 20934 kJ; lo que respecto a un sistema convencional representaría un ahorro de combustible de 24%.

Las eficiencias que se logran con los sistemas de cogeneración con turbina de gas, son de alrededor de 83%, son especialmente adecuados donde se requiere energía térmica de medias a bajas presiones y temperaturas.

3.3.4. Esquemas típicos.

Cuando el vapor que se requiera para proceso sea de un solo nivel de presión, tal vez sea posible satisfacer la demanda utilizando únicamente el vapor a la salida de una turbina de contrapresión, sin embargo, un sistema más común sería aquel en el cual se realicen extracciones en diferentes etapas de la turbina.

La turbina de contrapresión como se muestra en el diagrama de la figura 3.14, es recomendable cuando el vapor de baja presión que sale de ella pueda ser utilizado, de lo contrario, será más recomendable un sistema con turbina de condensación como se muestra en la figura 3.15.

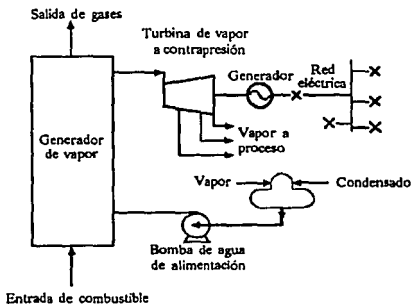


Figura 3.14. Sistema de cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.

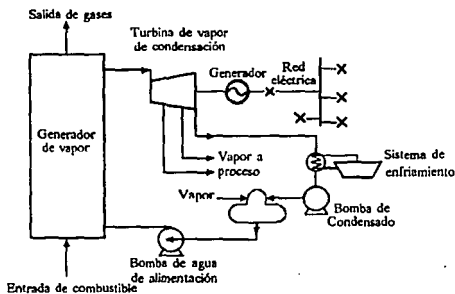


Figura 3.15. Sistema de cogeneración con turbina de vapor de condensación.

Ahora bien en caso que se tenga calor residual proveniente de algún proceso y no se requiera vapor, se puede usar un sistema de recuperación de calor para producir vapor y suministrarlo a una turbina de vapor de condensación como se muestra en la figura 3.16, en lo que sería un sistema secundario.

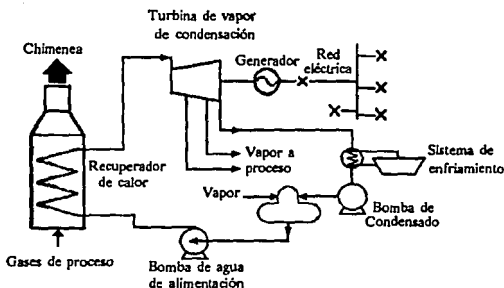


Figura 3.16. Sistema de cogeneración secundaria.

Por otra parte, al seleccionar el tipo de turbina es importante considerar la jerarquía de producción de las dos formas de energía involucradas; cuando tenga prioridad la producción de energía eléctrica, lo más recomendable es usar una turbina de condensación, de lo contrario, si la importancia de las dos es equiparable o mayor la energía térmica, entonces una turbina de contrapresión sería lo más adecuado.

3.4. SISTEMA DE COGENERACION CON MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.

Los motores de combustión interna pueden operar en base al ciclo Otto o al ciclo Diesel. Aquellos que operan bajo el ciclo Otto son normalmente conocidos como de ignición por chispa, en ellos la mezcla de aire y combustible es comprimida en el cilindro para después ser incendiada por medio de una chispa eléctrica. La combustión produce incremento de presión que se utiliza para realizar trabajo sobre el pistón al expandirse los gases. Los combustibles más ampliamente usados son el gas natural, el butano, el propano, el gas LP y la gasolina.

Los motores diesel también conocidos como de ignición por compresión se diferencian en que primeramente se comprime aire por la acción del pistón y el combustible es inyectado posteriormente a presión, causando la ignición únicamente debido a la alta presión. Los

combustibles comúnmente usados son aceites combustibles que van desde el diesel No 2 hasta el No 6 o mezclas de aceite y otro combustible como el gas natural.

Los rangos de potencia para los cuales se fabrican estas máquinas van desde 7.46 kW (10 HP) hasta 44.76 MW (60,000 HP). Las eficiencias que se alcanzan en la generación de energía eléctrica, son comparativamente mayores que las logradas con turbinas de gas y van desde aproximadamente 33% para motores de alta velocidad (900 a 1,800 r.p.m.) y van mejorando conforme disminuye la velocidad, hasta alcanzar aproximadamente 50% en motores de 300 r.p.m. Además, estas no son tan dependientes de la capacidad del motor, ni tan sensibles a la contrapresión causada por equipos de recuperación y se logra buena operación a cargas parciales.

3.4.1. Clasificación de motores de combustión interna.

Los motores de combustión interna se pueden clasificar de muchas formas las más frecuentemente usadas son: en base al ciclo termodinámico que emplean se conocen como ya se mencionó en motores de ciclo Otto o de ciclo Diesel; en base a la velocidad desarrollada se clasifican en de alta, media y baja velocidad; en base al número de carreras requerido por cada ciclo en de dos y cuatro tiempos; de acuerdo al tipo de aspiración en naturalmente aspirado o turboalimentado, en el primer tipo la mezcla de aire y combustible se suministra al pistón a presión atmosférica, mientras que, en el turboalimentado se suministra a presiones mayores mediante un turbocargador que puede ser impulsado con los gases de escape.

3.4.2. Recuperación de calor.

En los motores de combustión interna a diferencia de lo que ocurre en las turbinas de gas, la energía térmica que no es utilizada para producir potencia mecánica, se distribuye en varios circuitos, lo que dificulta su recuperación. La mayor parte de la energía desechada se encuentra presente en los gases de escape y el agua de enfriamiento, el resto se reparte en el aceite lubricante, radiación y otras pérdidas. En el apéndice (A9) se muestran algunas características de motores de combustión interna, entre las que encontramos la cantidad de energía que se pierde en el agua de enfriamiento, las temperaturas de esta y los gases de escape así como el

flujo de estos últimos.

De la energía contenida en el agua de enfriamiento es posible recuperar prácticamente el 100%, mientras que de la que se encuentra presente en los gases de escape una gran parte no es recuperable, debido principalmente a que su temperatura de salida se encuentra limitada por su punto de rocío. La distribución de energía en un sistema de cogeneración típico se muestra en la figura 3.17.

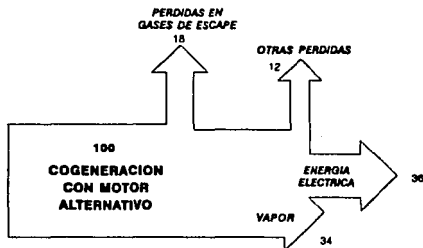


Figura 3.17. Diagrama de Sankey de la distribución de energía en un sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

La cantidad de calor que se puede recuperar de los gases de escape se calcula de la misma forma que para las turbinas de gas mediante la ecuación.

$$Q_{Re} = W_g \times (h_{g1} - h_{g2})$$

y se puede realizar con un sistema similar, sin embargo, la calidad y cantidad de vapor que se puede obtener es sensiblemente menor, por lo que en la mayoría de los casos se prefiere producir agua caliente y si se requiere, posteriormente producir vapor saturado en una caja de flasheo.

En el caso del agua de enfriamiento se proporcionan valores estimados del calor presente en ella para algunos tipos de motores por lo que, únicamente habrá que tomar en cuenta las temperaturas mínima y máxima permitidas para el agua de enfriamiento. Cuando el fluido de trabajo sea agua y la temperatura de entrada sea mayor o igual a la mínima permitida para el

agua de enfriamiento, entonces será posible meterlo directamente en el circuito de enfriamiento del motor, de lo contrario, se deberá utilizar un cambiador de calor sin cambio de fase.

3.4.3. Ahorro de combustible y eficiencia energética.

Considerando una recuperación de calor de los gases de escape a $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ y del agua de enfriamiento a $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, se podría obtener aproximadamente 4.4 kWh de energía eléctrica y 25121 kJ de calor, lo que representaría un ahorro de 38% de combustible, respecto a los sistemas convencionales. Si únicamente se pudiera recuperar la energía de los gases de escape, el ahorro sería de 20% .

Las eficiencias que se pueden alcanzar con este tipo de sistemas oscila alrededor de 70% .

3.4.4. Esquemas típicos.

Las condiciones de presión y temperatura que se pueden alcanzar con la energía recuperada de estos equipos son bajas, por ello, la mayoría de las aplicaciones se tienen donde se requiera suministro de agua caliente (la cual se puede obtener con cambiadores de calor) o de vapor saturado a baja presión el cual se puede suministrar con un sistema como el mostrado en la figura 3.18.

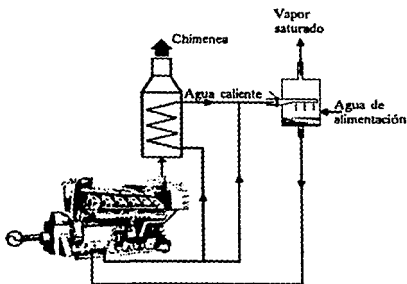


Figura 3.18. Sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

Un flujo de agua es pasado a través del circuito de enfriamiento del motor para elevar su temperatura, parte de este flujo es pasado por un cambiador de calor donde los gases de escape le ceden energía, incrementando aun mas su temperatura. Posteriormente se vuelven a mezclar los dos flujos y se introducen a la caja de flasheo, parte del agua es evaporada y el resto se deposita en el fondo de la caja desde donde es recirculada; el agua de entrada se alimenta directamente a la caja de flasheo.

Con mantenimiento adecuado se logran períodos de vida superiores a las 100,000 horas de operación.

3.5. OTROS SISTEMAS DE COGENERACION.

Aparte de las tecnologías y los sistemas de cogeneración hasta aquí mencionados, existen algunos otros cuyo uso se ha visto limitado por diversos factores, pero que sin embargo, se siguen estudiando y desarrollando por lo que, en el futuro pueden llegar a ser importantes. Algunas de estas tecnologías se mencionan a continuación.

3.5.1. Celdas combustibles.

Las celdas combustibles son equipos que, por medio de una reacción electroquímica, convierten directamente la energía del hidrógeno o un combustible rico en este elemento y un oxidante, en energía eléctrica. Se componen de dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito (figura 3.19) y proporciona una energía igual a la de las pilas ordinarias (corriente directa).

A grandes rasgos, su principio de funcionamiento es el siguiente: el combustible es oxidado en el ánodo liberando electrones que, al no poder pasar a través del electrolito, se dirigen hacia un conductor que puede ser conectado a un circuito eléctrico para suministrar potencia. Los iones de hidrógeno por su parte, cruzan el electrolito hacia el cátodo donde se combinan con oxígeno

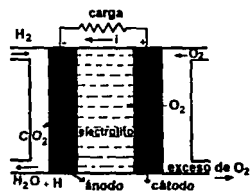


Figura 3.19. Celda combustible.

para formar agua. Estas reacciones químicas que tienen lugar dentro de la celda, liberan una cierta cantidad de calor que puede ser aprovechado para satisfacer demandas térmicas.

Las características y el funcionamiento de cada celda varía según los materiales empleados para su construcción, pudiendo alcanzar eficiencias de conversión eléctrica de aproximadamente 55 % y temperaturas de operación de hasta 650 °C.

Algunas de las ventajas de las celdas combustibles son: alta eficiencia, emisiones contaminantes prácticamente nulas, poco ruido y fácil instalación.

3.5.2. Gasificación.

La gasificación es un proceso por medio del cual se obtienen combustibles gaseosos a partir de otros sólidos o líquidos, mediante una combustión incompleta de estos últimos. La ventaja principal de este proceso es que se pueden usar combustibles difíciles de quemar o altamente contaminantes como el carbón o el coque de refinería para producir los gases más limpios y manejables, reduciendo drásticamente las emisiones contaminantes.

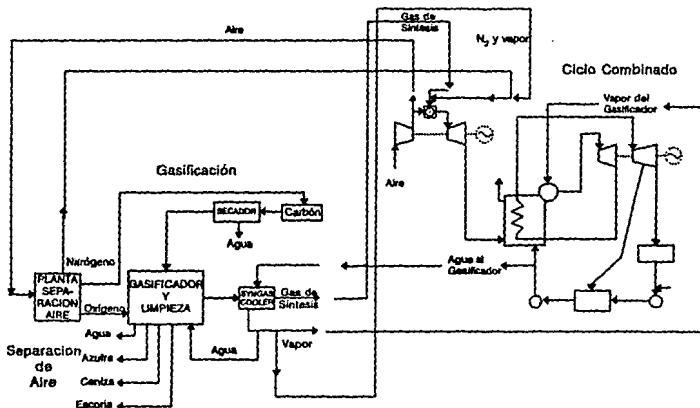


Figura 3.20. Diagrama de una planta de ciclo combinado con gasificación integrada.

La figura 3.20. muestra un diagrama de un sistema de ciclo combinado con gasificación integrada, como puede observarse, no solo los gases combustibles son empleados para impulsar las turbinas, si no también el calor cedido por los gases en el syngas cooler y parte del nitrógeno obtenido en la planta de separación.

La composición aproximada del gas obtenido en el gasificador es: 64.5% CO, 28.6% H₂, 6.4% N₂ y 0.5% H₂O.

3.5.3. Calderas de lecho fluidizado.

En muchas ocasiones, cuando se pretende utilizar productos secundarios de algún proceso como combustible, su contenido de humedad es tan alto o su composición química tan poco favorable que, presentan problemas para ser quemados por medios convencionales. El proceso de gasificación antes mencionado es una de las posibles alternativas, otra lo son las calderas de lecho fluidizado.

Estos equipos deben su nombre al hecho de que se inyecta un fluido caliente a la cámara de combustión (generalmente aire), con el objeto de que los materiales a ser quemados permanezcan suspendidos, logrando una mejor transferencia de calor que permite secarlo y quemarlos rápidamente.

Se pueden quemar una gran variedad de combustibles, con alta eficiencia de combustión y reducción de contaminación respecto a sistemas convencionales.

Las calderas de lecho fluidizado pueden reemplazar sin ningún problema a las calderas convencionales, en cualquier sistema de cogeneración, con las ventajas antes mencionadas.

3.5.4. Sistema para producción de biogás.

Se da el nombre de biogás a una mezcla de gases obtenida a partir de la fermentación o degradación de desechos orgánicos, tanto de origen animal como vegetal. Entre los componentes de este biogás encontramos al metano, lo que le da buenas características para ser usado como combustible.

En la figura 3.21. observamos el diagrama de una planta generadora de biogás, a partir de los residuos orgánicos presentes en las aguas negras. Los gases producidos por fermentación

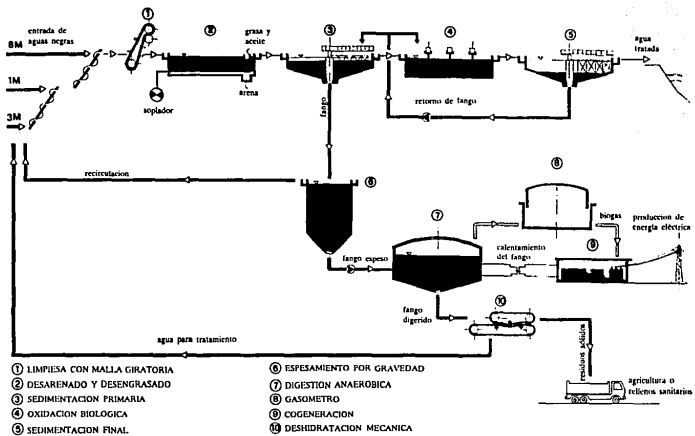


Figura 3.21. Cogeneración con motor de combustión interna, integrado a una planta productora de biogás.

son usados para operar un motor de combustión interna, que se encuentra acoplado a un generador y de esta forma se produce energía eléctrica; el calor desprendido por el motor se emplea para calentar el fango contenido en el biodigestor, lo que da como resultado una aplicación de la cogeneración.

Como puede verse, además del biogás se obtienen residuos sólidos que presentan excelentes características para ser usados como fertilizantes agrícolas y al mismo tiempo, agua tratada, lo que implica importantes beneficios ambientales.

CAPITULO 4

ANALISIS TECNICO PARA LA SELECCION DEL SISTEMA DE COGENERACION

4. ANALISIS TECNICO PARA LA SELECCION DEL SISTEMA DE COGENERACION.

Antes de proceder a la descripción de la metodología de análisis propuesta, es importante mencionar que, determinar la factibilidad técnico-económica de un proyecto, en muchas ocasiones puede resultar demasiado costoso, por esta razón, los estudios de factibilidad se dividen en varias etapas, cada una de las cuales determina si se justifica o no el costo de la siguiente. Las tres etapas comúnmente consideradas son:

Inspección inicial de la planta.

Esta etapa tiene como objetivo principal, determinar si los sistemas eléctricos y mecánicos del lugar, son compatibles con los sistemas de cogeneración y si la disponibilidad de espacio es adecuada; también se puede realizar alguna estimación rápida de las bondades del proyecto en base a datos anuales o a experiencia con empresas similares.

Estudio preliminar.

En esta parte del estudio se realizan cálculos mas formales y siguiendo algún método de análisis, pero con datos que en el mejor de los casos se basan en valores medios mensuales; se aplica además algún procedimiento simple para determinar la rentabilidad económica.

Estudio de factibilidad.

En esta última parte, además de manejarse una mayor cantidad de información con datos mas específicos, se consideran otros factores tales como proyectos de expansión de la planta, métodos alternos de ahorro de energía, etc. En el aspecto económico se determina no uno, sino varios índices de rentabilidad económica que permiten una comprensión mas clara de las ventajas o desventajas de un proyecto.

En el caso particular de los sistemas de cogeneración, los pasos que se recomiendan seguir para el estudio de factibilidad técnica son: adquisición y manejo de información, selección de

la tecnología mas adecuada, dimensionamiento y balance energético del sistema.

4.1. ADQUISICION DE INFORMACION.

Indudablemente que cada caso de aplicación requerirá una serie de elementos particulares que permitan realizar el análisis de los sistemas, no obstante, existe un mínimo de información que en cada caso se debe considerar, esta información la podemos dividir en dos grandes grupos: identificación de la instalación industrial y datos energéticos.

4.1.1. Identificación de la instalación industrial.

En este punto se intenta establecer las características operativas de la planta y las condiciones del medio ambiente, para lo cual se requieren como mínimo los siguientes datos:

- Datos generales de la planta (nombre o razón social, dirección, etc.).
- Disponibilidad de espacio para la instalación de un nuevo sistema.
- Condiciones de trabajo reales (altitud, temperatura promedio, etc.).
- Modalidad de operación (turnos).
- Horas de operación al año para las diferentes demandas (electricidad, calor, energía mecánica, etc).
- Períodos vacacionales y de mantenimiento de la instalación.
- Breve descripción de los procesos.
- Productos y sus respectivos índices energéticos (kW-h/t, kW-h/pieza, etc).
- Tipos de combustibles disponibles, ya sean comerciales o subproductos de los mismos procesos (consumos y poder calorífico).

4.1.2 Datos energéticos.

Al hablar de datos energéticos, nos referimos a aquellos que permiten establecer las necesidades que se tienen, de las formas de energía involucradas en los sistemas de cogeneración. Regularmente se definen como demanda térmica y demanda eléctrica, debido a que son las dos formas de energía que con mayor frecuencia se encuentran asociadas a dichos

sistemas pero, es importante recordar que también la energía mecánica puede estar presente, por lo que, de aquí en adelante, al referirse a demanda eléctrica, se estará considerando también la demanda mecánica.

Demanda eléctrica y/o mecánica.

Los datos sobre el uso de energía eléctrica y/o mecánica requeridos para el análisis de factibilidad deben incluir:

- Demanda de potencia media anual [kW].
- Consumo de electricidad mensual para un periodo de un año [kWh].
- Demanda media y máxima para cada mes [kW].
- Consumos horarios para periodos representativos, hasta de un año, con el fin de establecer variaciones de carga [kWh].
- Demanda máxima para periodos de 24 horas [kW].
- Factor de potencia.
- Cuando la demanda eléctrica se cubra de la red, serán necesarios datos que permitan determinar la calidad y confiabilidad del servicio, tales como, horas de interrupción al año, variaciones de voltaje, etc., esto con la finalidad de definir si se cubren las características exigidas por el proceso.

Las facturas de Comisión Federal de Electricidad pueden ser una buena fuente de información para datos mensuales, mientras que, para obtener los datos horarios deberán realizarse mediciones durante periodos de tiempo representativos.

Para industrias o instalaciones nuevas, se deberán considerar programas de operación esperados y fuentes de consumo individuales tales como alumbrado, acondicionamiento de aire, etc. También será posible considerar perfiles de carga representativos de otras industrias similares.

Demanda térmica.

La información mínima necesaria acerca de los requerimientos térmicos de la planta debe incluir:

- Tipo de fluido (vapor, agua caliente, etc.).
- Demanda media anual [t/h o kJ/h].
- Consumo mensual para un período de un año [t o kJ].
- Demanda máxima para cada mes [t/h o kJ/h].
- Consumo horario para períodos de 24 horas [t o kJ].
- Demanda máxima para períodos de 24 horas [t/h o kJ/h].
- Presión inicial y final del fluido [bar].
- Temperatura inicial y final del fluido [°C].

Quando sea posible, será preferible contar con los datos de requerimientos térmicos en unidades de energía (kJ), de lo contrario podrán registrarse como cantidades de fluido requerido (t). Estos datos son necesarios para cada tipo de fluido, definido por sus condiciones de presión y temperatura, para los mismos períodos de tiempo considerados en la demanda eléctrica.

Energía residual disponible.

Quando se tengan gases de combustión provenientes de algún proceso, se deberán registrar los siguientes datos:

- Composición química.
- Flujo másico [t/h].
- Temperatura [°C].
- Máxima contrapresión admitida [bar] y/o su incidencia sobre la máquina o proceso de donde provenga.

4.1.3. Equipo existente.

Para auto-abastecimiento.

En caso de que se tenga ya instalado algún sistema para producción de electricidad, se deberá recabar la información mencionada para la demanda eléctrica, distinguiendo entre la energía comprada y la autogenerada, junto con los siguientes datos:

- Tipo de tecnología (turbina de gas, turbina de vapor, motor de combustión interna, etc.).
- Marca, modelo, año de fabricación y/u operación.

- Condiciones de operación reales y nominales.
- Horas de operación al año.
- Otros que se tengan disponibles.

Para producción de vapor.

De equipo existente para producción de vapor se requiere conocer:

- Tipo, marca, modelo, año de fabricación o de inicio de operación.
- Condiciones de operación real y de placa (incluyendo eficiencia).
- Horas de operación al año.
- Combustible empleado (Si se conoce, su composición química y/o su poder calorífico inferior).
- Temperatura de agua de alimentación [°C].
- Retorno de condensado [%].

Equipo consumidor.

En este punto se deberán identificar los principales equipos consumidores, tanto de electricidad como de energía térmica, destacando los requeridos o utilizados para acondicionamiento del ambiente y refrigeración. Los datos que deberán registrarse son:

- Consumo eléctrico [kW/h].
- Consumo térmico (definiendo tipo de fluido, flujo, presión y temperatura).
- Tiempo de operación (especificando fechas)

4.1.4. Incrementos o reducciones esperados en las demandas.

Es importante prever posibles incrementos o reducciones en las demandas térmica y eléctrica, sobre todo si se esperan a corto o mediano plazo (menos de 5 años).

Un incremento en la demanda puede estar asociado a planes de expansión de la planta o a proyectos de incremento en los niveles de producción de los equipos existentes. Una reducción por su parte, podría derivarse de la implementación de medidas alternas de ahorro de energía de bajo costo, tales como: reparación de aislamientos térmicos y eléctricos en mal estado, de

fugas de fluidos, de circuitos eléctricos deteriorados, corrección de bajo factor de potencia, redistribución y cambio de sistemas de alumbrado, etc.

4.2. MANEJO DE INFORMACION.

En la mayoría de los casos, la información tal y como es obtenida, es difícil de manejar y poco ilustrativa, es por ello que se prefiere organizarla en forma de tablas o gráficas para su mejor comprensión. Las dos formas de representación de mayor utilidad para el tema que nos ocupa son: los perfiles de demanda y las curvas de duración de carga. Es importante mencionar que la demanda térmica se gráfica en unidades de energía, por lo que, si se tiene como consumo de vapor u otro fluido, se deberá calcular la energía necesaria para obtenerlo mediante la expresión:

$$Q = W \times (h_2 - h_1)$$

4.2.1. Perfiles de demanda.

Los perfiles de demanda son gráficas que nos permiten observar el comportamiento de las demandas térmica y eléctrica en el tiempo, para ello hay que graficar las variables carga contra tiempo como se ilustra en las figuras 4.1 y 4.2. Estas gráficas permiten una estimación preliminar de la carga media, que la planta de cogeneración deberá proporcionar, también permiten identificar cuando ocurren las demandas pico y de esta forma prever los mecanismos mediante los

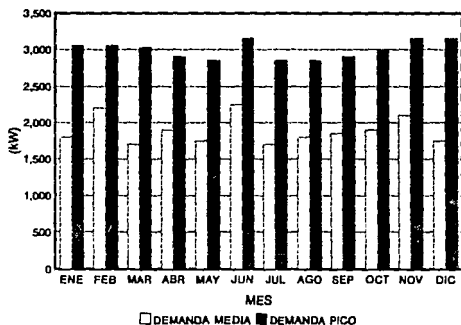


Figura 4.1. Ejemplo de una gráfica de perfil de demanda eléctrica.

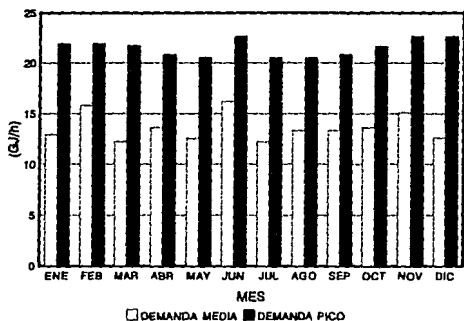


Figura 4.2 Ejemplo de una gráfica de perfil de demanda térmica.

muy importante, tomando en cuenta que el sistema tendrá una salida simultánea de energía térmica y energía eléctrica y que resultaría prácticamente imposible almacenar la electricidad o el calor producidos, lo que implica que la industria o establecimiento asociado al sistema de cogeneración, deberá tener también una demanda simultánea de dichas formas de energía o la posibilidad de vender alguna de ellas, en cantidades importantes y para un número de horas de operación apreciables.

Desgraciadamente, resulta difícil cuantificar el significado de: en cantidades importantes y horas de operación apreciables, dado

cuales serán cubiertas, manteniendo un alto factor de capacidad en el sistema.

Otra ventaja de este tipo de representación, es que permite notar la coincidencia entre la carga eléctrica y la carga térmica, tanto horaria como estacionalmente, cuando se dibujan las dos en un mismo plano como se observa en la figura 4.3. Este punto es

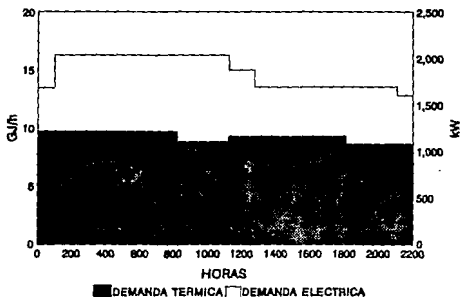


Figura 4.3. Perfiles de demanda térmica y eléctrica sobre una base horaria.

que en la mayoría de las ocasiones depende de la estructura económica y energética de la industria y de cada localidad y que en México la cogeneración se encuentra actualmente en proceso de desarrollo. Sin embargo, podemos tomar como referencia lo ocurrido en otros países, como por ejemplo el caso de España, en donde, algunos indicadores importantes son:

- Funcionamiento anual mínimo de 5000 h.
- Consumo eléctrico superior a 2000 MW·h/año (esto, considerando las 5000 horas de operación, nos da una potencia nominal mínima de 400 kW).
- Consumo térmico mínimo de:
 - a) Vapor 1500 Tep/año.
 - b) Hornos 11000 Tep/año.
 - c) Secadores 2500 Tep/año.

Como puede observarse, las dos primeras gráficas se construyeron a partir de datos medios mensuales, mientras que la última a partir de datos horarios. Los valores medios mensuales pueden resultar engañosos cuando las variaciones de carga durante un día sean muy grandes; por ejemplo, una demanda pico puede ocurrir durante varias horas del día, mientras que por la noche la carga puede ser significativamente reducida. Esto puede mas adelante provocar un sobre-dimensionamiento del sistema de cogeneración, por ello, las representaciones de datos mensuales son recomendables únicamente, cuando se haya comprobado que existe una buena continuidad en las demandas o para análisis preliminares y determinar variaciones estacionales de carga pero, en la medida de la disponibilidad de información, se deben considerar valores horarios.

Cuando no se tenga una buena coincidencia entre los perfiles de ambas demandas, podrá intentarse mejorar la relación entre ellas, mediante un análisis de cargas. Por ejemplo, si en un cierto periodo aumenta la demanda eléctrica, mientras disminuye o permanece constante la demanda térmica y parte de la carga eléctrica es destinada para acondicionamiento de aire o refrigeración, mediante un sistema por compresión, podría sustituirse éste por un sistema de refrigeración por absorción, lo que permitiría incrementar la carga térmica mientras decrece la eléctrica.

DATOS HORARIOS DE DEMANDA ELECTRICA [kW]							
838	1145	1077	792	1138	770	766	968
844	1172	1020	810	1132	756	843	915
828	1196	998	894	1104	752	1001	846
828	1148	919	1032	1026	746	1004	847
848	1142	851	1045	963	728	1020	864
937	1124	827	1148	962	690	1022	823
1065	1119	799	1166	951	684	1028	779
1130	1057	805	1146	808	698	1014	701
1137	1036	792	1140	788	710	1002	662

Tabla 4.1. Datos horarios de demanda eléctrica para un periodo de tres días.

Intervalo de demanda (kW)	No. lecturas	Tiempo (%)	Total acumulado (%)
650- 700	4	5.56	100.0
701- 750	4	5.55	94.44
751- 800	9	12.50	88.89
801- 850	13	18.06	76.39
851- 900	3	4.17	58.33
901- 950	3	4.17	54.17
951-1000	5	6.94	50.00
1001-1050	12	16.67	43.06
1051-1100	3	4.17	26.39
1101-1150	13	18.06	22.22
1151-1200	3	4.17	4.17
TOTAL	72	100.0	

Tabla 4.2. Organización de datos de demanda.

4.2.2. Curvas de duración de carga.

Una forma de representar los datos que será de mayor utilidad para la selección y el dimensionamiento de los sistemas, es mediante curvas de duración de carga. En la práctica, con la finalidad de reducir el número de datos y facilitar su representación, se clasifican en rangos de potencia, los cuales tienen incrementos alrededor de 5% de la carga pico. Por ejemplo, consideremos que los datos de la tabla 4.1 representan la energía eléctrica consumida en una instalación, registrada a

intervalos de una hora, durante un periodo de tres días. Estos datos se clasifican en la tabla 4.2 dentro de intervalos de potencia con incrementos de 50 kW; el porcentaje de tiempo durante el cual cierto valor de carga es rebasado, se obtiene tomando en cuenta que todos los datos se registraron a intervalos de tiempo regulares, mediante la siguiente expresión.

$$\% \text{ Tiempo} = \frac{\text{Número de datos dentro del intervalo}}{\text{Número total de datos}}$$

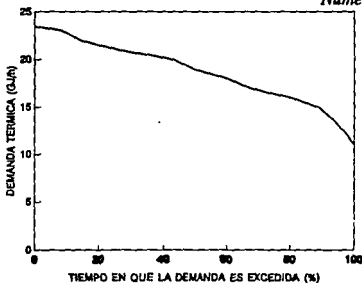


Figura 4.5. Curva de duración de carga térmica.

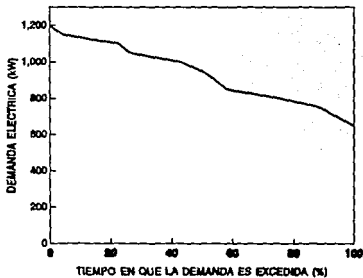


Figura 4.4. Curva de duración de carga eléctrica.

Una vez ordenados los datos podemos proceder a obtener la curva de duración de carga eléctrica, graficando dicha carga contra el porcentaje de tiempo como se observa en la figura 4.4. Con esta gráfica podemos calcular el porcentaje de tiempo durante el cual la demanda eléctrica rebasa un valor específico. En este ejemplo se consideraron valores tomados a intervalos de una hora durante un periodo

de 3 días, sin embargo, en la medida que sea posible, se debe considerar una mayor cantidad de datos, hasta un periodo de un año.

Manejando la información de la demanda térmica en forma similar, obtenemos el perfil de duración de carga térmica como se ilustra en la figura 4.5.

Estas curvas permiten determinar la potencia de operación de la máquina motriz, la cantidad de energía eléctrica comprada que puede ser desplazada, la potencia suplementaria requerida y el exceso de energía disponible para venta.

4.3. SELECCION DEL TIPO DE SISTEMA DE COGENERACION.

Son muy diversos los factores que se deben considerar para la selección de una tecnología de cogeneración, entre los mas importantes tenemos los siguientes:

- La relación demanda térmica a demanda eléctrica (DT/DE).
- Potencia requerida.
- Calidad de la energía térmica.
- Tipo de combustible.

4.3.1. Relación demanda térmica a demanda eléctrica.

Este es uno de los parámetros de selección mas importantes, ya que indica la relación existente entre las formas de energía que el sistema de cogeneración deberá proporcionar. Se calcula como:

$$\frac{DT}{DE} = \frac{\text{Energía térmica anual requerida [kJ]}}{\text{Energía eléctrica anual requerida [kW·h]}}$$

Cada una de las tecnologías de cogeneración, puede proporcionar una cierta cantidad de calor recuperable por unidad de energía eléctrica generada, esta relación es conocida como remanente térmico (RT). Los rangos de valores para este remanente térmico entre los cuales la aplicación de cada una de las tecnologías puede ser conveniente son: para las turbinas de vapor entre 7200 y 108000 kJ/kW·h, para turbinas de gas entre 4320 y 21600 kJ/kW·h y para los motores de combustión interna entre 2880 y 7200 kJ/kW·h.

4.3.2. Potencia del sistema.

Como es fácil apreciar, existen traslapes entre los rangos de relaciones que cada equipo puede cubrir, no bastando este parámetro para elegir el mas adecuado a un caso particular. Otro factor que determina el tipo de tecnología idóneo para un sistema, es la potencia requerida por el establecimiento. Recordemos que los motores de combustión interna se fabrican en tamaños relativamente pequeños (7.46 a 47,760 kW), las turbinas de gas cubren un rango medio (.5 a 200 MW) y las turbinas de vapor (condensación y contrapresión) alcanzan capacidades mayores (.75 a 1000 MW). Estos rangos se ilustran en la figura 4.6.

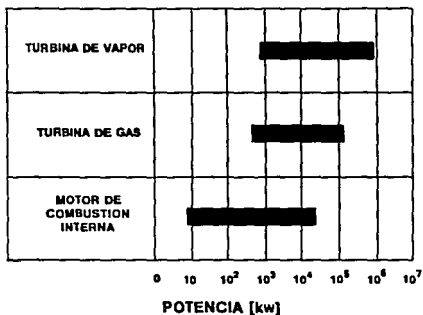


Figura 4.6. Rangos de operación de las máquinas motrices.

4.3.3. Calidad de la energía térmica.

Una limitante adicional para la utilización de uno u otro equipo, es la calidad de la energía térmica requerida, es decir, sus condiciones de presión y temperatura. En este aspecto, las turbinas de gas son las que presentan la mayor flexibilidad, con un rango de temperaturas entre 150 y 500 °C, en segundo lugar se colocan las turbinas de vapor que permiten temperaturas de 120 a 400 °C y finalmente los motores de combustión interna cuya energía térmica recuperable se sitúa entre 80 y 120 °C.

4.3.4. Tipo de combustible.

Es importante tener una buena certidumbre en el abasto del combustible requerido para operar la máquina motriz o de lo contrario, prever la posibilidad de utilizar un combustible

alternos. Las turbinas de vapor presentan la mayor flexibilidad, pudiendo usar prácticamente cualquier tipo de combustible, mientras que las turbinas de gas y los motores de combustión interna se limitan a algunos combustibles líquidos y gaseosos.

En la tabla 4.3. se resumen los aspectos más importantes a considerar en la selección del sistema de cogeneración.

Tipo de sistema	Razón DT/DE [kJ/kWh]	Rango de potencias [MW]	Temperatura disponible [°C]	Combustibles
Con turbina de vapor	7200-108000	0.75-1000	120-400	sólidos líquidos gaseosos calor residual
Con turbina de gas	4320-21600	0.5-200	120-500	líquidos gaseosos
Con motor de combustión interna	2880-7200	0.00746-47.76	80-120	líquidos gaseosos

Tabla 4.3. Consideraciones para la selección del sistema de cogeneración.

4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COGENERACION.

Siendo la máquina motriz el elemento más importante de los sistemas de cogeneración, la potencia desarrollada por esta, determinará la capacidad del resto de los equipos. Las alternativas de diseño estarán limitadas únicamente por la creatividad y experiencia del ingeniero, sin embargo, para los estudios de factibilidad, son tres las opciones técnicamente posibles que se recomiendan analizar.

4.4.1. Satisfacer la demanda eléctrica.

En esta opción se considera que el sistema cubrirá toda la demanda eléctrica de la industria o instalación, para lograrlo, se deberá elegir una máquina motriz cuya potencia nominal sea, por

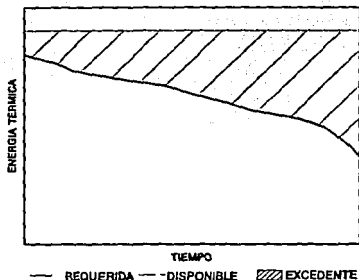


Figura 4.7. Comportamiento de la energía térmica, cuando se dimensiona de acuerdo a la carga eléctrica pico (caso 1).

4.7, donde se considera que el sistema operará siempre a plena carga, por lo que, se tendrá una cantidad de calor disponible constante, de la cual se utilizará solamente una parte y el resto se perderá, a menos que existiese la posibilidad de venderla; el segundo caso que puede presentarse, es que se tenga una deficiencia de energía térmica como se ilustra en la figura 4.8. y por lo tanto, será necesario integrar una caldera u otro equipo adicional al sistema para poder cubrirla.

4.4.2. Satisfacer la demanda térmica.

En esta otra opción de dimensionamiento, se considera que el sistema cubrirá toda la demanda térmica, lo que implica que, la energía residual aprovechable a la salida de la máquina

lo menos, igual a la demanda máxima anual. Esta forma de dimensionamiento da como resultado que, únicamente durante las horas pico se consuma toda la potencia disponible y el resto de tiempo se tengan excedentes que pueden ser vendidos.

Bajo estas circunstancias, se pueden presentar dos casos para la energía térmica. El primero de ellos sería aquel en el que la energía residual recuperable, sea suficiente para cubrir toda la demanda existente, e incluso pueda haber un excedente de calor; este comportamiento se ilustra en la figura

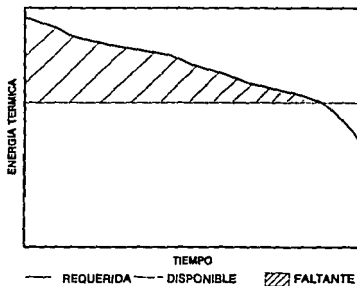


Figura 4.8. Comportamiento de la energía térmica, cuando se dimensiona de acuerdo a la carga eléctrica pico (caso 2).

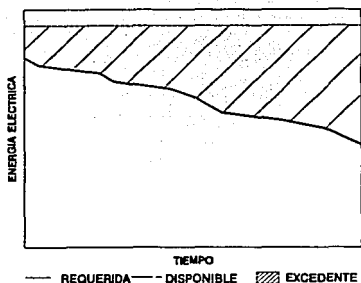


Figura 4.9. Comportamiento de la energía eléctrica, cuando se dimensiona de acuerdo a la carga térmica pico (caso 1).

suficiente para cubrir toda la demanda de la planta, existiendo incluso un excedente para venta como se observa en la figura 4.9., donde se considera que se tiene una cantidad de energía eléctrica constante disponible, que es determinada por la potencia nominal; en el segundo caso, ilustrado en la figura 4.10, el sistema de cogeneración no cubriría la demanda existente, por lo que será necesario solicitar potencia suplementaria a C.F.E.

4.4.3. Satisfacer la demanda base.

En esta opción existen dos posibles criterios de diseño, dimensionar de acuerdo a la carga eléctrica base o de acuerdo a la carga térmica base.

motriz, deberá ser igual a la demanda térmica pico anual. La potencia eléctrica de operación la podemos calcular entonces, utilizando el valor del remanente térmico de la máquina elegida como:

$$P_{oe} = \frac{\text{Demanda térmica pico}}{RT} = [kW]$$

Ahora se presentará uno de dos posibles casos para la energía eléctrica. En el primer caso, el sistema de cogeneración será capaz de producir electricidad

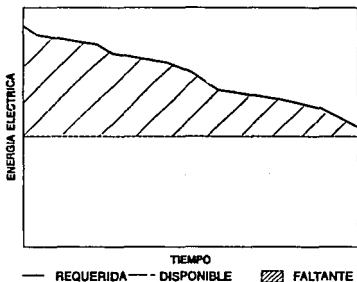


Figura 4.10. Comportamiento de la energía eléctrica, cuando se dimensiona de acuerdo a la carga térmica pico (caso 2).

Dimensionamiento de acuerdo a la carga eléctrica base.

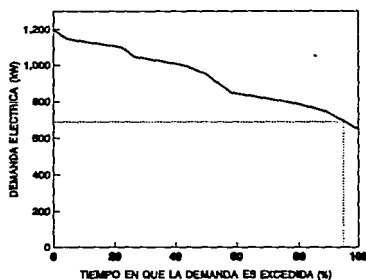


Figura 4.11. Dimensionamiento de acuerdo a la carga eléctrica base.

La potencia de un sistema dimensionado de acuerdo a la carga eléctrica base se determina usando la curva de duración de carga eléctrica vista anteriormente. La capacidad instalada será igual a aquel valor de demanda que es rebasado entre 90 y 95% del tiempo. Por ejemplo, de acuerdo a la curva mostrada en la figura 4.11, a un sistema dimensionado para el 95% del tiempo, le correspondería una potencia de aproximadamente 700 kW. Los sistemas dimensionados bajo este criterio, regularmente no tienen un exceso

de potencia significativo para ser vendido y requieren la compra de potencia suplementaria.

Dimensionamiento de acuerdo a la carga térmica base.

En el segundo criterio de diseño se hacen las mismas consideraciones que en el anterior, con la única diferencia que en este caso se emplea la curva de duración de carga térmica. Del ejemplo de la figura 4.12, observamos que un sistema dimensionado para el 95% del tiempo, debería ser capaz de suministrar 13 GJ/h de energía térmica.

El hecho de que se recomienden los criterios aquí mencionados, no limita de ninguna manera para que se consideren

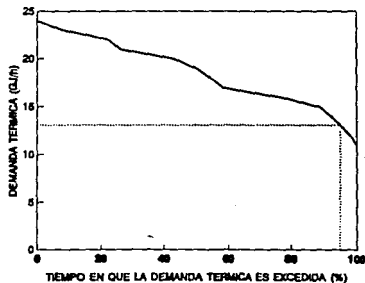


Figura 4.12. Dimensionamiento considerando la carga térmica base.

otros o se evalúen diversos rangos de potencia.

En aquellos casos en los que el sistema sea capaz de satisfacer toda la demanda eléctrica, de cualquier manera será necesario contar con potencia de respaldo (conocida también como Standby) por parte de la compañía suministradora, con el objeto de prever salidas del sistema, ya sea programada o por fallas. Una independencia total requeriría equipo adicional de respaldo, lo que incrementaría en forma considerable la inversión.

4.5. EVALUACION TECNICA DEL SISTEMA DE COGENERACION.

Una vez identificadas la o las alternativas mas viables, se puede proceder a evaluar las diferentes variables que determinan la factibilidad técnica de su instalación. A continuación se citan los parámetros de mayor interés y de utilidad para el posterior análisis económico.

4.5.1. Variables eléctricas.

Las variables eléctricas mas importantes para ser evaluadas son: la energía eléctrica que se puede generar, la parte de ésta útil al proceso, la excedente y la suplementaria.

Todas ellas se pueden identificar empleando la curva de duración de carga antes vista. El área bajo la curva mencionada representa la energía eléctrica requerida por la industria; la potencia nominal del sistema será aquella elegida mediante alguno de los diferentes criterios de dimensionamiento, por lo tanto, considerando una operación constante a plena carga y graficando este parámetro sobre el mismo plano obtenemos la línea BE correspondiente a P_{o_0} (figura 4.13); el área bajo ella, representa la energía eléctrica que se puede generar con el

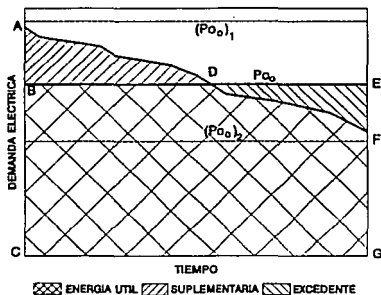


Figura 4.13. Representación de las variables eléctricas de mayor interés.

sistema seleccionado; las áreas ABD y DEF, comprendidas entre las dos gráficas, representan respectivamente a: la energía eléctrica suplementaria requerida y la energía excedente.

De acuerdo al criterio de diseño que se considere, la potencia nominal puede tomar diferentes valores y la línea BE tendrá una posición diferente a la ilustrada. Primero supongamos que fuera mayor, entonces dicha línea se desplazara hacia arriba, como representa la línea correspondiente a $(Po_0)_1$, con lo cual se reducirá el área correspondiente a la energía eléctrica suplementaria mientras aumenta la de energía excedente, pudiendo llegar la primera hasta un valor de cero. Si ahora suponemos que la potencia nominal fuera menor a la ilustrada, tendríamos un comportamiento inverso, es decir, aumentará la energía suplementaria requerida, mientras se reduce la excedente, pudiendo esta última llegar a un valor de cero como ilustra la línea representada por $(Po_0)_2$.

Un parámetro adicional a definir, será la potencia de respaldo necesaria, esta regularmente se considera igual a la potencia por instalar, sin embargo, es posible que pueda ser menor, lo cual se determinará después de un análisis de los procesos para evaluar si resulta mas económico pagar la potencia de respaldo o detener temporalmente algunos procesos.

Para los sistemas secundarios, se deberá analizar la cantidad de energía eléctrica que es posible generar con los gases de escape de acuerdo a las bases hasta aquí establecidas.

4.5.2. Variables térmicas.

En forma análoga a las variables eléctricas, las térmicas también pueden identificarse mediante la curva de duración de carga correspondiente (figura 4.14). El área bajo esta curva representa la energía térmica requerida; la determinación de las cantidades de energía térmica residual aprovechable, dependerá del tipo de tecnología elegida y podrá realizarse de acuerdo a lo

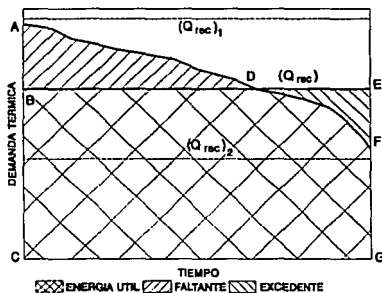


Figura 4.14. Representación de las variables térmicas de mayor interés.

establecido en el capítulo 3. Considerando que dicha cantidad de energía será constante, obtenemos la línea BE, bajo la cual se encuentra el área que representa la energía térmica recuperable; el resto de las variables se identifican en la figura.

Otros parámetros importantes que deben ser evaluados son:

- Cantidad de fluido de trabajo que puede ser producido mediante el calor residual [t/h].
- Cantidad de combustible anual que puede ser desplazado por calor residual. Para ello contamos con la siguiente expresión:

$$COMB_{det} = \frac{ET_{det}}{PCI \times \eta_{cal}} = \left[\frac{kg}{año} \text{ o } \frac{m^3}{año} \right]$$

el poder calorífico inferior y la eficiencia de la caldera, se refieren a aquel combustible y caldera empleados en los sistemas convencionales, para dar al fluido de trabajo las condiciones de presión y temperatura requeridas.

4.5.3. Eficiencia energética.

Independientemente del tipo de tecnología que se haya elegido, la eficiencia de cualquier sistema de cogeneración se puede calcular como:

$$\eta_{str} = \frac{\text{Energía eléctrica generada} + \text{Energía térmica aprovechada}}{COMB_{sum} \times PCI}$$

el combustible suministrado ($COMB_{sum}$), debe contemplar el consumido por la máquina motriz y el necesario para combustión adicional.

4.5.4. Factores.

Como parte final del análisis técnico, se podrán evaluar los factores que definen la forma de operación esperada para el sistema de cogeneración. Los más descriptivos son el factor de carga, el de capacidad y el de uso.

Factor de carga (FC)

Este factor nos permite visualizar que tan constante será la potencia que se le demandará al sistema; se define como la carga media en el período de tiempo especificado, dividida por la carga máxima esto es:

$$FC = \frac{Po_{\text{máxima}}}{Po_{\text{media}}}$$

la demanda máxima ($Po_{\text{máxima}}$) rara vez se toma la instantánea, sino para un tiempo de 15 minutos, media hora o una hora.

Factor de planta o de capacidad (FP)

Permite medir el grado de utilización que tendrá el sistema, es decir, que tanta utilización se le dará a la potencia instalada. Se define como el cociente de la producción actual de energía dividida entre la energía máxima que puede producir la planta en el mismo período.

$$FP = \frac{EE_{\text{pl}}}{Po_{\text{nom}} \times 8600}$$

La diferencia entre el factor de carga y el factor de capacidad, es un indicativo de la reserva existente.

Factor de uso (FU)

Es una variante del factor de planta y se define como el cociente de la demanda máxima entre la capacidad instalada.

$$FU = \frac{Po_{\text{máxima}}}{Po_{\text{nom}}}$$

Puesto que uno de los objetivos de los sistemas de cogeneración es aprovechar al máximo los recursos disponible y considerando que las mayores eficiencias de conversión de energía se obtienen cuando los equipos operan a su capacidad nominal, los factores mencionados deberán ser lo mas parecidos posible a la unidad.

CAPITULO 5

ANALISIS ECONOMICO

5. ANALISIS ECONOMICO.

Una vez determinada la factibilidad técnica de instalar algún sistema de cogeneración, se puede proceder a realizar el análisis económico que permitirá finalmente, decidir si se lleva a cabo o no el proyecto. En el presente capítulo se describen las variables económicas de mayor importancia en el análisis de sistemas de cogeneración y se presentan brevemente algunos métodos de análisis y su interpretación.

5.1. INFORMACION REQUERIDA.

Los datos que como mínimo se requieren para poder realizar la evaluación económica de proyectos de cogeneración son:

- Costo de combustibles (tanto de los que se empleen actualmente, como de los requeridos para operar el sistema de cogeneración) [\$/m³ o \$/kg].
- Precio de la energía eléctrica comprada [\$/kWh].
- Precio al que puede ser vendida la energía eléctrica excedente [\$/kWh].
- Costo de la potencia de respaldo o Standby.
- Costo del agua cruda [\$/m³].
- Costo del agua desmineralizada [\$/m³].
- Valor por el cual se asegura la planta [M\$/año].
- Tasa de interés comercial del dinero o valor del capital [%].
- Impuestos que hay que pagar.
- Pérdidas derivadas de interrupciones en el servicio eléctrico [M\$/h].

Esta información puede ser obtenida conjuntamente con la requerida para el análisis técnico, pero al llegar a este punto, se deberá determinar adicionalmente lo siguiente:

- Período de construcción de la planta.
- Vida económica del proyecto.
- Valor de salvamento.

5.2. CALCULO DE INGRESOS Y EGRESOS.

El primer paso para realizar una evaluación económica, es identificar las posibles fuentes de ingreso, así como las causas de egresos, estimando el valor a que ascenderá cada una de ellas a lo largo de la vida económica del proyecto.

5.2.1. Fuentes de Ingreso.

Las variables económicas asociadas a los sistemas de cogeneración que representan los mayores beneficios para los inversionistas son: sustitución de combustible, sustitución de energía eléctrica y venta de energía eléctrica excedente.

Ahorro por sustitución de combustible.

Con la implantación de sistemas de cogeneración dentro de un proceso, se logra aprovechar parte de la energía residual que convencionalmente se desecha, convirtiéndola en energía útil para el mismo proceso o para producción de electricidad, lo que da como resultado la sustitución del combustible que, de otra forma, tendría que ser quemado para producir esa misma cantidad de energía. Lo anterior permite obtener un beneficio económico igual al costo del combustible desplazado por energía residual que se calcula como:

$$ASC = \frac{COMB_{da} \times CC}{1000} = \left[\frac{MS}{año} \right]$$

Sustitución de energía eléctrica.

Cuando la finalidad de los sistemas de cogeneración a instalarse es la de producir energía eléctrica, se abaten los egresos debidos a la compra de ésta, al ser la empresa autosuficiente o por lo menos, generar una parte de la electricidad requerida. Los beneficios que por este concepto se pueden obtener, serán igual al pago por compra de energía eléctrica que debería hacerse, de no ser producida dicha energía por la misma empresa.

Dicho pago es por concepto de energía consumida y dependiendo de la tarifa eléctrica en que se ubique la empresa, un pago adicional por demanda máxima medida o por demanda

facturable. Además, en algunas tarifas, el costo por kW/h de energía depende del horario en que se consume¹.

Ingresos por venta de electricidad.

Cuando el sistema de cogeneración se dimensiona de tal forma que su capacidad de producción de energía eléctrica es mayor a la demanda existente, se puede realizar un convenio de compra-venta con la Comisión Federal de Electricidad, recibiendo de esta dependencia una retribución que, como se mencionó en el primer capítulo, puede ser por concepto de compra de energía o por concepto de pago por capacidad y compra de energía.

Las remuneraciones por pago de capacidad y el precio de la energía eléctrica se establecerán de acuerdo a las características propias de la energía ofertada, por lo que, deberán considerarse para cada caso particular y evaluarse para un período de un año como indican las siguientes expresiones.

$$IVC = \left[\frac{M\$}{año} \right] \quad IVE = EE_{vend} \times PVEE = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Un beneficio adicional a los mencionados, podría derivarse de la mayor calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, lo cual reduciría considerablemente las pérdidas debido a fallas en el servicio público. Este punto es particularmente importante en aquellas industrias en que se realizan procesos que requieren condiciones especiales y una buena continuidad en la operación.

Ingreso total.

El ingreso total para el lapso de tiempo analizado "IT" será entonces, la suma de todas las fuentes de ingreso. Al final de la vida económica del proyecto, se tendrá un ingreso adicional igual al valor de salvamento.

¹ Para mayor información, consultar las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, fijadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

5.2.2. Causas de egresos.

Las principales causas de egresos que integran los dos grandes grupos en que se dividen los costos son: amortización de la inversión, incluidos los intereses, los gastos administrativos, la potencia de respaldo y el seguro de la planta como costos fijos y el costo del combustible, los gastos por mantenimiento, mano de obra de operación y reposición del fluido de trabajo como costos variables.

Amortización de la inversión.

En este renglón se considera el capital asignado para amortización de la inversión inicial, la cual debe contemplar los siguientes rubros: costo del equipo, montaje, construcciones o remodelaciones de obra civil, estudios de ingeniería, permisos, etc.

Costo de la potencia de respaldo.

Este costo será igual al pago que deba hacerse a C.F.E. por mantener permanentemente, potencia a disposición de la planta, para prevenir posibles fallas del sistema y períodos de mantenimiento.

$$Po_{res} = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Gastos administrativos.

Son los gastos en que se incurre para llevar el control administrativo del sistema, como pueden ser contabilidad, informes presentados a SEMIP, etc.

$$GA = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Seguro de la planta.

Las legislaciones mexicanas exigen que toda nueva instalación sea asegurada. En la práctica, cuando no se conoce el monto exacto por el cual puede ser asegurada la instalación, se calcula como un porcentaje del costo del equipo, por ejemplo del 1% anual.

$$SE = CE \times 0.01 = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Costo del combustible.

Son los egresos por compra de combustible requerido para operar el sistema de cogeneración; abarca tanto el consumido por la máquina motriz, como el necesario para elevar la temperatura de los gases de escape en caso de una post-combustión.

$$CCC = \frac{(CEC \times P_o \times TOE + COMB_{co}) \times CC}{1000} = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Costo por mantenimiento.

En este renglón se toma el costo global que se requerirá para mantener el equipo en condiciones de operatividad, este costo en particular puede tener una parte fija asociada con el mantenimiento programado y otra variable asociada con el mayor o menor desgaste de las partes, de acuerdo a la utilización que se le de.

$$CGM = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Costo de mano de obra de operación.

El número adicional de empleados requerido para la operación del equipo, sus categorías y salarios, dependerán de las características propias de cada proyecto, así como, de la organización y reglamentos de cada empresa, por lo que, el costo de mano de obra de operación deberá calcularse para cada caso en particular sobre una base anual.

$$CMO = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Reposición del fluido de trabajo.

Corresponde a los egresos necesarios para reponer el fluido de trabajo perdido debido a la operación del sistema (agua, aceite, etc.).

Costos y saldo totales.

La suma de los egresos anteriores nos da el monto total de los costos "CT". Estos se representan como flujos negativos de capital, mientras que los ingresos como flujos positivos,

por lo que, la suma algebraica de ambos nos da el saldo total o flujo de caja para el periodo considerado.

$$ST = IT + CT = \left[\frac{M\$}{\text{año}} \right]$$

Dependiendo de las legislaciones existentes en cada lugar, se deberán pagar una serie de impuestos por diversos conceptos, debido a lo cual, los resultados presentados para los parámetros económicos deberán especificar si se evaluaron antes o después de impuestos, es decir, si se están o no deduciendo los impuestos a las utilidades obtenidas.

5.3. METODOS DE ANALISIS ECONOMICO.

Una vez que se han estimado todos los ingresos y gastos, es posible aplicar uno o varios métodos de análisis económico que permitan determinar si un proyecto en particular es o no rentable bajo las condiciones económicas imperantes y realizar comparaciones entre varias alternativas. En el presente trabajo se emplean los métodos del valor presente neto, tasa interna de retorno, período de recuperación de la inversión, relación beneficio costo y punto de equilibrio económico.

5.3.1. Valor presente neto.

Este método nos permite considerar el valor del dinero en el tiempo para obtener una cantidad en el presente, equivalente a todos los ingresos y egresos esperados durante la vida económica del proyecto. La relación empleada para calcular este parámetro económico es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{ST_t}{(1+i)^t} = [M\$]$$

donde:

n = Número de años para el período analizado (en nuestro caso es igual a VEP)

ST_t = Saldo total esperado para cada año.

i = Tasa de interés expresada en fracción decimal.

Un valor negativo de VPN indicaría que los egresos son mayores a los ingresos y que por lo tanto, el proyecto no es rentable; un valor de cero indicaría que no existirían ni pérdidas ni ganancias y un valor positivo representaría las posibles utilidades.

5.3.2. Tasa interna de retorno.

Por definición, se tiene que la tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que iguala a cero el valor presente neto. De acuerdo a esto, si sustituimos la tasa de interés "i" por la tasa interna de retorno en la ecuación anterior e igualamos a cero, tenemos:

$$\sum_{t=0}^n \frac{ST_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Resolviendo esta ecuación para TIR obtenemos el valor buscado, el cual debe ser mayor a la tasa de interés comercial del dinero para que un proyecto pueda considerarse rentable.

5.3.3. Período de recuperación de la inversión.

En forma análoga a lo que se hizo para obtener la tasa interna de retorno, para este caso también se emplea la expresión de valor presente neto, pero ahora, el período de recuperación de la inversión buscado, es el mínimo valor de n para el cual dicha expresión es mayor o igual a cero, sustituyendo entonces n por PRI nos queda:

$$\sum_{t=0}^{PRI} \frac{ST_t}{(1 + i)^t} \geq 0$$

Si se quiere conocer el tiempo exacto en que se recupera la inversión, habrá que analizar el flujo de caja para el año correspondiente al valor de PRI encontrado, valor que lógicamente deberá ser menor a la vida económica del proyecto o de lo contrario, significará que no es posible recuperar la inversión inicial.

5.3.4. Relación beneficio-costos.

Como su nombre lo indica, este método nos permite conocer la relación existente entre el total de beneficios que se pueden obtener a lo largo de la vida económica de un proyecto y el

total de gastos que hay que realizar durante la misma, calculándose dicha relación como:

$$RBC = \frac{VP_{beneficios}}{VP_{costos}}$$

De la ecuación anterior observamos que antes de realizar la división indicada, requerimos llevar a valor presente tanto los gastos como los ingresos. Los valores obtenidos con esta relación, que indican rentabilidad, son aquellos mayores a la unidad.

5.3.5. Punto de equilibrio económico.

Este parámetro nos indica el nivel de producción que se debe tener para que se igualen los ingresos con los gastos, se calcula mediante la siguiente relación:

$$PE = \frac{CF}{1 - \frac{CV}{IT}} = \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

El valor de las variables empleadas en la fórmula, se refiere a aquel que tendrían cuando el nivel de producción fuera del 100% de la capacidad instalada.

5.4. TABLA DE FLUJO DE FONDOS.

La tabla de flujo de fondos, no es mas que una forma de representación de los movimientos de capital, ocurridos a lo largo de la vida económica del proyecto. Un ejemplo de este tipo de tablas lo observamos en la figura 5.1., de la información contenida en ella, cabe destacar la fila correspondiente al saldo acumulado de descuento (SAD), que representa el equivalente en el momento actual, del valor que tendrá el saldo total para cada año; para obtenerla, se considera que la inversión se amortizará en función de la utilidad obtenida con la operación del sistema, llevada a valor presente.

TABLA DE FLUJO DE FONDOS (NOMBRE DE LA EMPRESA)										
BASIS DE EVALUACION ECONOMICA				COSTOS DE INSUMOS Y GENERACION DE ENERGIA						
VIDA ECONOMICA DEL PROYECTO	años			COMPRA DE ELECTRICIDAD		\$/Wh				
TASA DE INTERES	%			VENTA DE ELECTRICIDAD		\$/Wh				
VALOR DE SALVAMENTO	\$			COMBUSTIBLE		\$/m ³				
TIEMPO DE OPERACION	a/año			AGUA DESMINERALIZADA		\$/m ³				
AJUSTES POR IMPUESTOS				AGUA CRUDA		\$/m ³				
POTENCIA POR INSTALAR	MW			GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA		MWh/año				
REPOSICION FLUIDO DE TRABAJO	t/a			CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA		MWh/año				
EFICIENCIA DE LAS CALDERAS CONV.	%			ENERGIA ELECTRICA EXCEDENTE		MWh/año				
COSTO DEL EQUIPO	\$			ENERGIA TERMICA UTIL.		\$/año				
INVERSION FIJA TOTAL	\$			CONSUMO DE COMBUSTIBLE		m ³ /año				
PODER CALORIFICO INFERIOR DEL GAS	kJ/m ³			EFICIENCIA ENERGETICA		%				
AÑO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
BENEFICIOS										
Sustitución de energía eléctrica		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Venta de energía eléctrica		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ahorro por sustitución de combustible		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL BENEFICIOS		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COSTOS										
Inversión total	0.0									
Costo por consumo de combustible		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costos de mantenimiento		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo por reposición de fluido de trabajo		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costo por mano de obra de operación		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Potencia de respaldo		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gastos administrativos		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Seguro		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL COSTOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALDO TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SALDO ACUM DESC.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TASA INTERNA DE RETORNO (2)			BENEFICIO/COSTO				PERIODO DE RECUPERACION (AÑOS)			
VALOR PRESENTE NETO (3)							PUNTO DE EQUILIBRIO (4)			

NOTA: VALORES LAPIDADOS EN UNIDADES DE MIL VONES PLAZAS EN MONEDA NACIONAL.

FIGURA 5.1. Ejemplo de representación de resultados en la tabla de flujo de fondos.

5.5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Es muy probable que los valores estimados de gastos e ingresos presenten variaciones, debido a que siempre habrá un cierto grado de incertidumbre en el comportamiento que observarán todos los factores que influyen en ellos, es por esta razón que se recomienda incluir un análisis de sensibilidad, con la finalidad de conocer el comportamiento que tendrían los parámetros estudiados, ante tales variaciones.

La técnica del análisis de sensibilidad consiste en variar uno por uno, los valores estimados para las fuentes de ingreso y causas de egreso mas determinantes en el análisis económico, mientras el resto se mantienen constantes y evaluar los parámetros económicos para cada una de estas variaciones. El rango para dichas variaciones deberá cubrir valores tanto mayores, como menores de los estimados y su amplitud dependerá del grado de incertidumbre que se tenga.

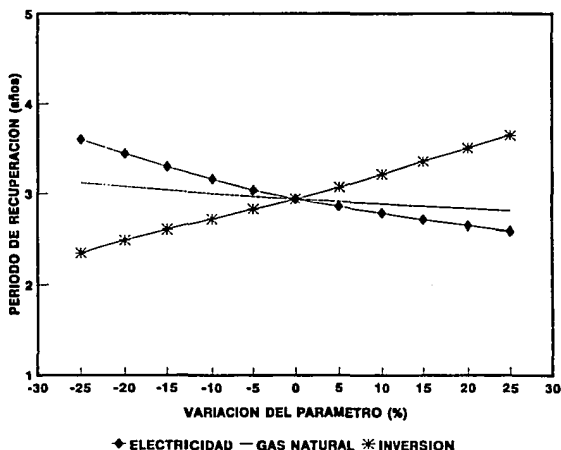


Figura 5.2. Ejemplo de representación gráfica del análisis de sensibilidad, para el parámetro económico PRI.

Los resultados obtenidos de este análisis pueden ser organizados en forma de tabla o si se prefiere, en forma de gráficas que permitan observar con mayor claridad la variación de los parámetros económicos. En la figura 5.2. se observa un ejemplo de este último tipo de representación para el parámetro período de recuperación de la inversión y las variables precio de compra de la energía eléctrica, costo del combustible e inversión fija total.

CAPITULO 6

EJEMPLO NUMERICO

6. EJEMPLO NUMERICO.

El caso de estudio que a título de ejemplo se presenta a continuación, tiene como principal objetivo ilustrar la forma de aplicar los diferentes criterios y conceptos hasta aquí descritos. Sin embargo, con la finalidad de que este refleje verdaderamente los alcances y limitaciones que la cogeneración tiene en algunas empresas de México, los datos sobre demanda térmica y eléctrica utilizados, se apegan al comportamiento real de una empresa y los parámetros económicos son acorde a la situación económica actual de nuestro país.

6.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El problema por resolver, es el de determinar la factibilidad que tendría la instalación de algún tipo de sistema de cogeneración en una industria química.

La industria en cuestión, requiere tanto de energía térmica (en forma de vapor) como de energía eléctrica para llevar a cabo sus procesos productivos; actualmente cubre estas necesidades de vapor mediante calderas convencionales y la energía eléctrica la obtiene de la red eléctrica nacional. No obstante, ante los problemas que se derivan de las interrupciones y variaciones de voltaje en el servicio público, se ha pensado en la posibilidad de producir su propia electricidad. Después de un estudio preliminar, personal de la misma planta a encontrado que existen posibilidades de cogeneración, por lo que, han solicitado se realice un estudio de factibilidad técnico-económica.

6.2. DESARROLLO DEL PROBLEMA.

6.2.1. Obtención y organización de información.

Datos generales.

La industria en estudio se encuentra localizada dentro del territorio mexicano en una zona cuya altura sobre el nivel del mar es de 1044 m y donde se registra una temperatura media anual de 22 °C.

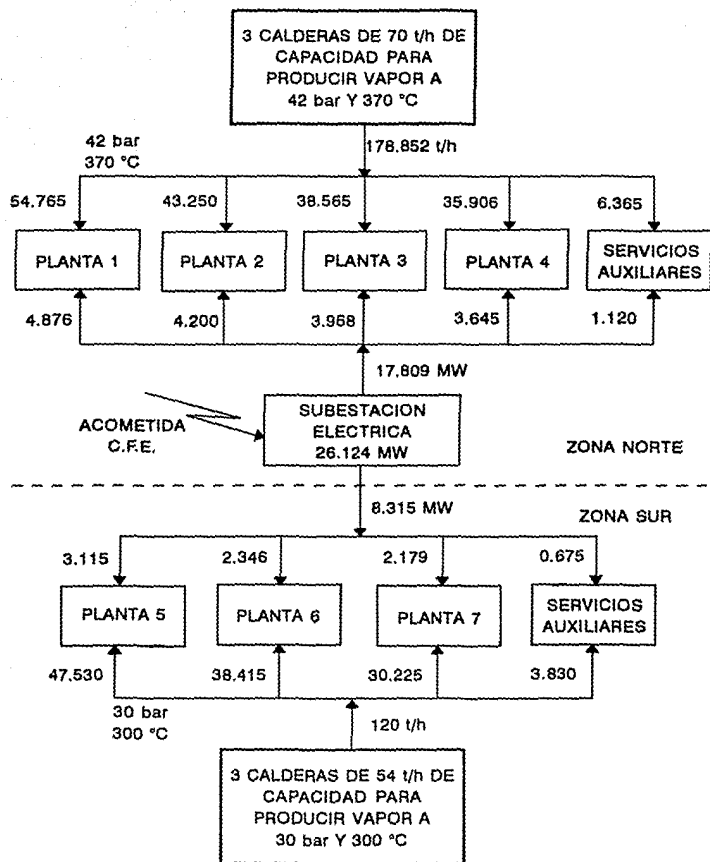


Figura 6.1. Consumos promedio de energía por planta.

Opera durante las 24 horas del día en tres turnos de 8 horas, los 365 días del año.

Se encuentra dividida en dos zonas, norte y sur; dentro de la zona norte se localizan cuatro plantas que pertenecen a una línea de producción y en la zona, sur se localizan tres plantas en cada una de las cuales se realiza un proceso diferente.

En la figura 6.1 se muestra una representación esquemática de esta distribución indicando los consumos promedio que se tienen en cada planta, en cada zona se consume vapor a un nivel de presión diferente y cada una cuenta con sus propias calderas para suministrarlo, mientras que la energía eléctrica es distribuida a partir de una misma subestación. En el apartado de servicios auxiliares se incluyen tanto los servicios de apoyo directo a las plantas, como para el resto de las instalaciones.

En la zona norte se cuenta con una superficie libre de aproximadamente $50 \times 50 \text{ m}^2$ la cual se destinaría para el sistema de cogeneración.

Se cuenta con un suministro de gas natural, cuya composición química y por ende el calor específico son muy variables, situándose los valores promedio en $\text{PCI} = 38937.24 \text{ kJ/m}^3$ y $\text{PCS} = 43320.82 \text{ kJ/m}^3$.

Datos energéticos.

Como pudo observarse en la figura 6.1, se consume vapor a dos diferentes niveles de presión, sin embargo, después de analizar la distribución de la planta y tomando en cuenta que las demandas de vapor se cubren satisfactoriamente, que las calderas son relativamente nuevas, que el principal objetivo es satisfacer la demanda eléctrica y que la industria solicitó que se buscara un proyecto con la menor inversión inicial posible, se decidió analizar la posibilidad de cubrir la demanda eléctrica y uno de los flujos de vapor. Además, tomando en cuenta que el espacio que se destinaría al sistema de cogeneración se encuentra en la zona norte y es más fácil transportar la electricidad que el vapor, se optó por producir el de 42 bar y $370 \text{ }^\circ\text{C}$; por lo que, la información sobre energía térmica que se presenta a continuación, esta referida exclusivamente a este vapor.

En las tablas 6.1 a 6.3 se resume la información obtenida sobre las demandas térmica y eléctrica de la industria. Los máximos anuales para una hora son: 29.536 MW y 550354.1 kJ/h .

DIA	VAPOR t	ENERG. TERM. kJ	ENERG. ELEC. MWh
1	4359	12560175.17	602.5
2	4213	12139485.66	593.2
3	4425	12750349.88	611.7
4	4393	12658143.96	584.0
5	4393	12658143.96	611.7
6	4326	12465087.81	611.7
7	4386	12637973.91	611.7
8	4386	12637973.91	611.7
9	4407	12688484.05	593.2
10	4454	12833911.49	611.7
11	4430	12764757.05	611.7
12	4405	12682721.18	602.5
13	4391	12652381.09	602.5
14	4427	12756112.75	611.7
15	4447	12813741.45	630.3
16	4429	12761875.62	621.0
17	4443	12802215.71	602.5
18	4447	12813741.45	621.0
19	4450	12822385.75	611.7
20	4435	12778164.23	611.7
21	4557	13130699.30	639.5
22	4549	13107647.82	611.7
23	4427	12756112.75	593.2
24	4421	12738824.14	621.0
25	4376	12609159.56	621.0
26	4392	12655262.52	611.7
27	4029	11609301.62	566.3
28	4228	12182707.18	584.0
29	4376	12609159.56	593.2
30	4388	12643736.78	584.0
TOTAL	131789	379741437.22	18195.3

Tabla 6.1. Consumos diarios de vapor y energía para un período de un mes.

MES	VAPOR t	ENERG. TERM. MJ	ENERG. ELECT. MWh
Enero	121843	351082.685	19456.1
Febrero	117605	338871.163	16743.9
Marzo	128196	369389.441	20070.4
Abril	131720	379542.618	19076.3
Mayo	140170	403890.744	19894.0
Junio	125779	362424.013	17953.6
Julio	135349	389999.346	20433.0
Agosto	145216	418430.465	18807.0
Septiembre	128000	368823.680	18302.5
Octubre	128999	371702.234	19871.3
Noviembre	131789	379741.437	18195.3
Diciembre	132077	380571.290	20046.7
TOTAL	1566743	4514468.116	228850.1

Tabla 6.2. Consumos mensuales de vapor y energía.

	VAPOR t	ENERG. TERM. kJ	ENERG. ELECT. MWh
Mínima	167.875	483720.9006	23.598
Media	178.852	515350.2416	26.124
Máxima	189.875	547112.4705	27.464

Tabla 6.3. Consumos horarios en un día típico.

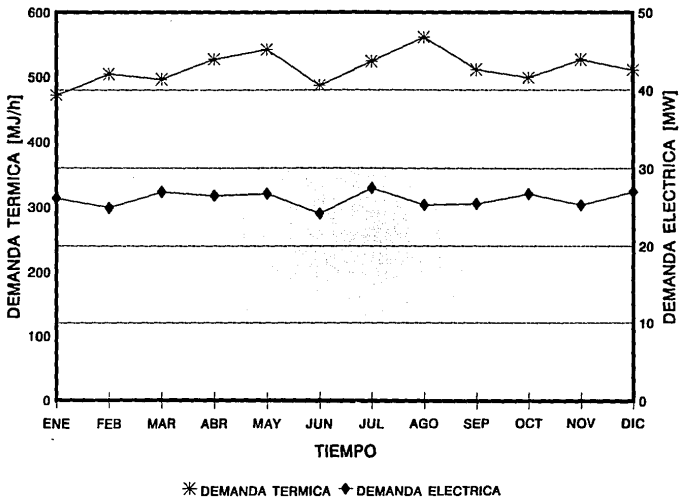


Figura 6.2. Perfiles de demanda de energía térmica (vapor a 42 bar y 370 °C) y energía eléctrica.

En la figura 6.2 se observan los perfiles de demanda térmica y eléctrica; como es fácil notar, dichas demandas son muy constantes a lo largo del año y presentan una buena simultaneidad.

La clasificación de los datos horarios de demanda eléctrica para un período de 30 días, en intervalos de potencia de 1 MW se muestran en la tabla 6.4, mientras que la clasificación para los datos de demanda térmica en la tabla 6.5. Graficando los valores de la primera y cuarta columnas de estas tablas se obtienen respectivamente, los perfiles de duración de carga eléctrica y térmica mostrados en las figuras 6.3 y 6.4.

Equipo existente.

Actualmente se emplean tres calderas convencionales para producir vapor a 42 bar y 370 ° C, con una capacidad individual de 70 t/h, su eficiencia se reporta igual a 80%, se recupera un 76.5% de condensado y el agua entra a una temperatura promedio de 66 °C.

Datos económicos.

Los valores que se emplearán para la evaluación económica son los que se listan a continuación:

1. Costo del gas natural ^a	0.196 \$/m ³
2. Precio de compra de la energía eléctrica ^b	0.130 \$/kW·h
3. Precio de venta de la energía eléctrica ^c	0.096 \$/kW·h
4. Costo de la potencia de respaldo o Standby ^d	0.007 (\$/kW)/h
5. Costo del agua cruda ^e	0.195 \$/m ³
6. Costo del agua desmineralizada ^e	1.300 \$/m ³
7. Valor del seguro ^f	1%
8. Tasa de interés ^f	10%

a: Tomados de Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico, Comisión Federal de Electricidad.

b: Costo integrado de la tarifa H-S región sur, vigente a octubre de 1993.

c: Costo de la tarifa H-S, únicamente por concepto de energía.

d: Valor estimado, únicamente con fines ilustrativos (el costo real deberá negociarse individualmente con C.F.E.).

e: Información obtenida en la industria.

f: Referido al costo del equipo.

INTERVALO DE DEMANDA MW	Nº DE LECTURAS	TIEMPO %	TOTAL ACUMULADO %
22.01 - 23	1	0.139	100.000
23.01 - 24	13	1.806	99.861
24.01 - 25	14	1.944	98.056
25.01 - 26	260	36.111	95.111
26.01 - 27	384	53.333	60.000
27.01 - 28	35	4.861	6.667
28.01 - 29	10	1.389	1.806
29.01 - 30	3	0.417	0.417
TOTAL	720	100.000	

Tabla 6.4 Clasificación por rangos de potencia de los datos de demanda eléctrica para un período de 30 días.

INTERVALO DE DEMANDA MJ/h	Nº DE LECTURAS	TIEMPO %	TOTAL ACUMULADO %
460.1 - 470	2	0.278	100.000
470.1 - 480	8	1.111	99.722
480.1 - 490	7	0.972	98.611
490.1 - 500	25	3.472	97.639
500.1 - 510	98	13.611	94.167
510.1 - 520	415	57.639	80.556
520.1 - 530	127	17.639	22.917
530.1 - 540	30	4.167	5.278
540.1 - 550	5	0.694	1.111
550.1 - 560	3	0.417	0.417
TOTAL	720	100	

Tabla 6.5. Clasificación por rango de energía de los datos de demanda térmica para un período de 30 días.

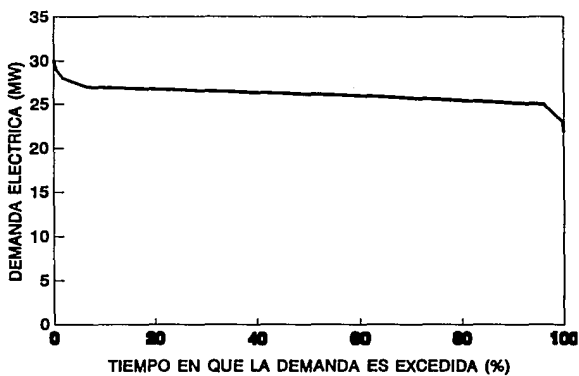


Figura 6.3. Curva de duración de carga eléctrica.

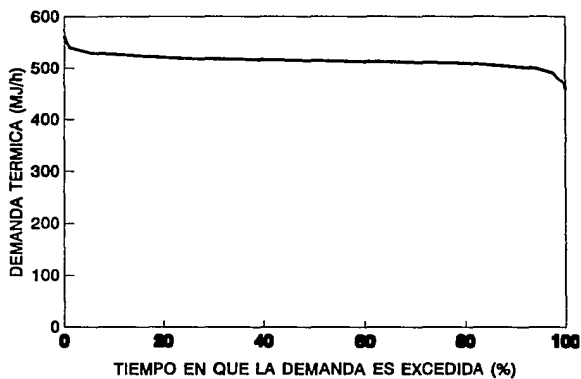


Figura 6.4. Curva de duración de carga térmica.

6.2.2. Selección de la tecnología mas adecuada.

Relación demanda térmica-demanda eléctrica

La relación mencionada es:

$$\frac{DT}{DE} = \frac{4,514,468,116 \text{ kJ}}{228,850.1 \text{ kWh}} = 19,726.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kWh}}$$

De acuerdo a esta condición podemos elegir una turbina de gas o una de vapor a condensación o contrapresión.

Rango de potencias

De acuerdo al rango de potencias en el que nos movemos, lo mas recomendable es una turbina de gas, pudiendo también seleccionar una de vapor de contrapresión.

Calidad de la energía térmica

Para cubrir los requerimientos del proceso, se requiere alcanzar como mínimo la temperatura de 370 °C, lo cual ubica nuevamente a la turbina de gas, como la máquina motriz mas adecuada, sin embargo, también es posible satisfacer esta necesidad mediante una turbina de vapor.

Combustible disponible

Considerando que ya se cuenta con un suministro de gas natural, es posible usar cualquiera de las máquinas en estudio.

De acuerdo a lo anterior, se concluye que la tecnología mas recomendable sería una turbina de gas, por lo que este será el caso que se analizará a continuación, no obstante, es importante señalar que, en determinado momento, se podría también realizar el análisis para una turbina de vapor.

6.2.3. Dimensionamiento del sistema.

Recordemos que existen diferentes criterios para dimensionar un sistema de cogeneración, sin embargo, considerando que es este caso particular lo que mas interesa a la industria es cubrir

su demanda de energía eléctrica, será este el criterio que se tome para dimensionar la turbina de gas.

En base a lo anterior y de acuerdo al perfil de duración de carga eléctrica ilustrado en la figura 6.3, tenemos que el sistema deberá suministrar por lo menos una potencia de 30 MW.

En el apéndice (A7) observamos que la turbina marca General Electric modelo LMS000-PC, nos da una potencia de 33.750 MW, sin embargo, al corregir para condiciones locales y caídas de presión adicionales, no se cubre la potencia requerida, debido a ello elegimos la turbina de la misma marca, modelo PG-6501 cuyas características de operación bajo condiciones "ISO" son:

- Potencia: 35,600 kW
- Velocidad: 5,100 rpm
- Flujo de aire: 493,424 kg/h
- Heat Rate: 11,792.66 kJ/kW·h
- Temperatura de gases de escape: 534 °C

De las curvas de funcionamiento de la turbina (apéndice A10-A12) obtenemos que para una temperatura de 22 °C, la salida de potencia es del 95% y el factor de corrección para una altura de 1044 metros sobre el nivel del mar es de 0.965. Considerando además una caída de presión adicional de 10 pulgadas de agua tenemos, que la potencia que entregará la turbina será de 31.978 MW. En forma similar, las demás características de operación corregidas son:

- Potencia: 31,978 kW
- Flujo de aire: 464,250 kg/h
- Heat Rate: 13,207.78 kJ/kW·h
- Temperatura de gases de escape: 540 °C
- Consumo específico de combustible: 0.339 m³/kW·h
- Flujo de gases de escape: 473,248 t/h

6.2.4. Análisis energético del sistema.

Los fabricantes de turbinas de gas estiman una disponibilidad de sus equipos de hasta 98%, que equivale a 8,584.8 horas de operación al año; en la práctica, se ha encontrado que el

promedio de disponibilidad es de alrededor de 8352 horas al año y el resto del tiempo se emplea en mantenimiento programado e imprevistos. Para fines del presente estudio, se considerará este último valor como el esperado de operación del sistema de cogeneración.

Variables eléctricas.

La energía eléctrica que se podrá generar anualmente es:

$$EE_{gd} = 31,978 \times 8,352 = 267,080,256 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

y la consumida en el mismo período:

$$EE_c = 26,124 \times 8,354 = 218,239,896 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

teniéndose por tanto un excedente de:

$$EE_{ex} = 267,080,256 - 218,239,896 = 48,840,360 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

Variables térmicas.

Para evaluar la cantidad de vapor que es posible producir con los gases de escape de la turbina, se consideran como parámetros de diseño de la caldera de recuperación, un pinch point de 27.8°C, un punto de aproximación de 6°C y una temperatura de gases a la salida de 100°C.

El combustible que se consumirá anualmente para operar la máquina motriz será:

$$COMB_{maq} = 0.339 \times 31,978 \times 8,352 = 90,540,206.78 \left[\frac{m^3}{año} \right]$$

Del diagrama de Mollier, obtenemos que la temperatura de saturación del agua a 42 bar es de 253.24 °C, quedando las condiciones de los fluidos en los diferentes puntos de la caldera como sigue:

Fluido	T [°C]	h [kJ/kg]
Agua de alimentación (l)	66	279.66
Agua a la entrada del evaporador (ls)	247.24	1,072.5
Vapor a la salida del sobrecalentador (v)	370	3,140.21
Gases a la entrada del sobrecalentador (g1)	540	589.25 ^(a)
Gases a la salida del evaporador (g3)	281.04	296.7 ^(a)
Gases a la chimenea (g2)	100	104.84 ^(a)

(a) Obtenidas del apéndice (A5) para productos de combustión de combustibles gaseoso.

El flujo de vapor que podemos obtener será entonces:

$$W_v = \frac{W_g \times (h_{g2} - h_{g1})}{h_v - h_b}$$

sustituyendo valores:

$$W_v = \frac{473,248 \times (589.25 - 296.7)}{3,140.21 - 1,072.5} = 66,957.5 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]$$

que respecto al flujo requerido (178,852 kg/h), nos representa un faltante de 111,894.5 kg/h, que equivale a 231,365,366.5 kJ/h.

Podría pensarse en suministrar el vapor faltante mediante las calderas convencionales existentes, sin embargo, considerando que resulta mas eficiente utilizar los gases de escape como aire de combustión, se analizará la posibilidad de cubrir dicho faltante mediante una combustión adicional.

El flujo de agua que podemos llevar desde las condiciones de alimentación hasta las de entrada al evaporador sin que la temperatura de los gases baje de 100 °C es:

$$W_b = \frac{473,248 \times (296.7 - 104.84)}{1,072.5 - 279.661} = 114,521.82 \left[\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right]$$

existiendo también un faltante de 64,330.19 kg/h que representa un flujo de calor de 51,003,479.55 kJ/h, lo que hace un total de 282,368,846.1 kJ/h.

El combustible que se requiere quemar para obtener este flujo de calor es:

$$COMB_{ca} = \frac{Q_{req}}{PCI} = \frac{282,368,846.1}{38,937.24} = 7,251.9 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

Realizando el análisis de los gases de combustión, obtenemos que contienen un 15.6 % en volumen de oxígeno, lo que representa una cantidad de aire igual a:

$$Aire = \frac{473,248 \times 15.6 \times 32}{23 \times 29.5} = 348,187.77 \left[\frac{kg}{h} \right]$$

que nos permite quemar una cantidad máxima de combustible igual a:

$$COMB_{ca\ max} = \frac{348,187.77}{313.79 \times 10^{-6} \times 43,320.82} = 25,614.02 \left[\frac{m^3}{h} \right]$$

cantidad que garantiza que se cubrirá la demanda térmica.

El combustible que se dejará de quemar anualmente en las calderas convencionales es:

$$COMB_{dep} = \frac{178,852 \times (3,140.21 - 279.66) \times 8,352}{38,937.24 \times 0.8} = 137,176,171.8 \left[\frac{m^3}{año} \right]$$

La eficiencia energética del sistema será:

$$\eta_{sis} = \frac{31,978 \times 3,600 + 178,852 \times (3,140.21 - 279.66)}{(31,978 \times 0.339 + 7,251.9) \times 38,937.24} \times 100 = 88.8\%$$

Factores.

Si se concretara la venta de la energía excedente a C.F.E., la planta podría ser operada siempre a plena carga y los factores de planta, carga y uso serían igual a la unidad, de lo contrario, se esperaría que fueran:

$$FC = \frac{Po_{media}}{Po_{máxima}} = \frac{26.124}{29.536} = 0.8845$$

$$FP = \frac{EE_{gd}}{Po_{nominal} \times 8,352} = \frac{26.124 \times 8000}{31.978 \times 8,352} = 0.8169$$

$$FU = \frac{Po_{maxima}}{Po_{nominal}} = \frac{29.536}{31.978} = 0.9236$$

6.2.5. Análisis económico.

Se realizará una evaluación económica antes de impuestos, considerando para ello un período de construcción de un año y expresando todos los valores en moneda nacional.

Cálculo de ingresos.

El ahorro que se obtendrá al emplear los gases de escape de la turbina para producir el vapor requerido es:

$$ASC = \frac{137,176,171.8 \times 0.196}{1000} = 26,886.56 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

mientras que el ingreso por dejar de comprar la energía eléctrica requerida es:

$$SEE = \frac{218,187,648 \times 0.130}{1000} = 28,364.394 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

y el ingreso por venta de energía eléctrica excedente es:

$$IVE = \frac{48,892,608 \times 0.096}{1000} = 4,693.69 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

lo que nos da un ingreso total de:

$$IT = 26,886.53 + 28,364.394 + 4,693.69 = 59,944.614 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Cálculo de costos.

Se ha estimado que el costo del equipo ascenderá a:

$$CE = 78,006,720 \text{ [M\$]}$$

que mas gastos de instalación, ingeniería, etc., nos dan una inversión fija total de:

$$IFT = 118,192.560 \text{ [M\$]}$$

Los egresos por concepto de combustible, que se requerirán para operar la turbina y realizar la combustión adicional son:

$$CCC = \frac{(90,540,206.78 + 7,251.897 \times 8,352) \times 0.196}{1000} = 29,617.178 \left[\frac{\text{M\$}}{\text{año}} \right]$$

y por mano de obra de operación:

$$CMO = 109.756 \left[\frac{\text{M\$}}{\text{año}} \right]$$

por lo que, los costos variables serán:

$$CV = 29,617.178 + 109.756 = 29,726.934 \left[\frac{\text{M\$}}{\text{año}} \right]$$

El costo fijo por concepto de mantenimiento, incluyendo los gastos administrativos es:

$$CGM = 3,950.00 \left[\frac{\text{M\$}}{\text{año}} \right]$$

potencia de respaldo:

$$P_{o_{\text{resp}}} = \frac{31,978 \times 0.007 \times 8352}{1000} = 1,869.562 \left[\frac{\text{M\$}}{\text{año}} \right]$$

y por el seguro de la planta:

$$SE = 780.067 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

dando un monto de costos fijos de:

$$CF = 3,950.00 + 1,809.562 + 780.067 = 6,599.63 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Los costos y saldo total son respectivamente:

$$CT = 29,726.934 + 6,599.63 = 36,326.56 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

$$ST = 59,944.614 - 36,326.56 = 23,618.051 \left[\frac{M\$}{año} \right]$$

Indíces de rentabilidad.

Considerando un flujo de capital anual constante a lo largo de la vida económica del proyecto y aplicando los métodos antes vistos, obtenemos los siguientes índices de rentabilidad económica.

- VPN = 17,834.3 [M\$]
- TIR = 13.7 [%]
- PRI = 8.3 [años]
- RBC = 1.1
- PE = 36781,717 [M\$/año]

6.3. PRESENTACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.

Tabla de flujo de fondos.

En la figura 6.5, se presenta la tabla de flujo de fondos, que resume los principales parámetros empleados en el análisis técnico y económico, así como los indicadores mas importantes obtenidos de dicho análisis.

TABLA DE FLUJO DE FONDOS (EJEMPLO DE APLICACION EN UNA INDUSTRIA QUIMICA)

BASES DE EVALUACION ECONOMICA		COSTOS DE INSUMOS Y GENERACION DE ENERGIA									
VIDA ECONOMICA DEL PROYECTO	10 años	COMPRA DE ELECTRICIDAD	0.13 \$/kW								
TASA DE INTERES	10 %	VENTA DE ELECTRICIDAD	0.01 \$/kW								
VALOR DE SALVAMENTO	0	COMBUSTIBLE	0.196 \$/m ³								
TIEMPO DE OPERACION	8352 h/año	GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	267000 kWh/año								
AJUSTES POR IMPUESTOS	0	CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA	218240 kWh/año								
POTENCIA POR INSTALAR	31.978 MW	ENERGIA ELECTRICA EXCEDENTE	48440 kWh/año								
REPOSICION FLUIDO DE TRABAJO	0	ENERGIA TERMICA UTIL.	4273.6 GJ/año								
EFICIENCIA DE LAS CALDERAS CONV.	90 %	PODER CALORIFICO INFERIOR DEL GAS	36937.24 kJ/m ³								
COSTO DEL EQUIPO	78096.72 \$	CONSUMO DE COMBUSTIBLE	151.1 G G m ³ /año								
INVERSION FIJA TOTAL	118192.26 \$	EFICIENCIA ENERGETICA	82.9 %								

AÑO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
BENEFICIOS										
Sustitución de energía eléctrica		28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4	28,364.4
Venta de energía eléctrica		4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7	4,693.7
Ahorro por sustitución de combustible		26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5	26,886.5
TOTAL BENEFICIOS		59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6	59,944.6
COSTOS										
Inversión total	118,192.6									
Costos por consumo de combustible		29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2	29,617.2
Costos de mantenimiento		2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0	2,950.0
Costos por mano de obra de operación		109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8
Electricidad de respaldo		1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6	1,869.6
Suavero		780.1	780.1	780.1	780.1	780.1	780.1	780.1	780.1	780.1
TOTAL COSTOS	118,192.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6	36,326.6
SALDO TOTAL		23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0	23,618.0
SALDO ACUM. DESC.		-118,192.6	-96,721.6	-77,102.6	-59,458.0	-43,316.6	-28,661.0	-15,329.0	-3,210.0	7,808.0

TASA INTERNA DE RETORNO (%)	13.7	BENEFICIO/COSTO	1.1	PERIODO DE RECUPERACION (AÑO)	8.3
VALOR PRESENTE NETO (\$)	17,824.3			PUNTO DE EQUILIBRIO (AÑO)	36,781.7

NOTA: VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE DÓLARES ESTADOUNIDENSES.

Figura 6.5. Tabla de flujo de fondos (ejemplo: Industria química).

***** ANALISIS DE SENSIBILIDAD *****

PARAMETRO	PERIODO DE RECUPERACION (AÑOS) e			TASA INTERNA DE RETORNO (%)			VALOR PRESENTE NETO (M\$)		
	VARIABLE VARIACION (%)	ELECTRICIDAD* COMBUSTIBLE*	INVERSION	ELECTRICIDAD* COMBUSTIBLE*	INVERSION	ELECTRICIDAD* COMBUSTIBLE*	COMBUSTIBLE*	INVERSION	
-25	30.0	8.0	5.9	4.9	14.5	22.3	-23013.5	21755.8	47372.5
-20	30.0	8.0	6.4	6.7	14.3	20.2	-14845.9	20969.5	41462.8
-15	30.0	8.1	6.8	8.6	14.2	18.3	-6678.4	20183.2	35553.2
-10	9.8	8.2	7.3	10.3	14.0	16.7	1489.2	19396.9	29643.6
-5	9.0	8.2	7.8	12.0	13.8	15.1	9656.8	18610.6	23733.9
0	8.3	8.3	8.3	13.7	13.7	13.7	17824.3	17824.3	17824.3
5	7.7	8.4	8.8	15.3	13.5	12.4	25991.9	17038.0	11914.7
10	7.2	8.4	9.4	16.9	13.4	11.2	34159.4	16251.7	6005.1
15	6.8	8.5	10.0	18.4	13.2	10.0	42327.0	15465.4	95.4
20	6.4	8.5	30.0	20.0	13.0	9.0	50494.5	14679.1	-5814.2
25	6.1	8.6	30.0	21.5	12.9	8.0	58662.1	13892.9	-11723.8

e: UN VALOR DE 30 AÑOS INDICA QUE EL PERIODO DE RECUPERACION PARA ESSE CASO EXCEDE LA VIDA ECONOMICA DEL PROYECTO.

Figura 6.6. Análisis de sensibilidad (ejemplo: Industria química).

Análisis de sensibilidad.

En la figura 6.6. se presentan los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad realizado. Las variables consideradas son el precio de compra de la energía eléctrica, el precio del combustible y la inversión fija total, con variaciones de 5% y en un rango de $\pm 25\%$.

Análisis de resultados.

En el aspecto técnico se puede decir que el proyecto cumple con todos los requisitos necesarios para poder obtener un permiso de cogeneración, al ser su eficiencia considerablemente superior a la de los sistemas convencionales y permitir de esta forma, un ahorro en la energía térmica primaria utilizada.

En el aspecto económico los resultados no son tan favorables como se pudiera esperar, sin embargo, de acuerdo a las condiciones económicas actuales del país, este es rentable, pero existe un riesgo de que no lo sea si los precio de compra de la energía eléctrica se reduce en más de 15% o la inversión estimada se eleva en más de 15%.

Tal vez exista algún otro esquema de cogeneración que proporcione una mejor rentabilidad, sin embargo, de acuerdo a las restricciones impuestas por la propia empresa, este proyecto cumple con los requisitos mínimos para su realización.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Algunos aspectos importantes, que a manera de conclusión podemos mencionar, son los siguientes:

La cogeneración no es de ninguna forma, la fórmula mágica que resolverá todos los problemas que en el aspecto energético pudieran existir, pero, bajo una adecuada planeación, su desarrollo puede traer beneficios tanto para los inversionistas como para nuestro país.

Para los inversionistas, los beneficios son principalmente de índole económico, debido al menor costo de producción que el de compra de energía eléctrica y, a la mayor eficiencia y confiabilidad del suministro.

Para el país, se pueden tener beneficios económicos derivados de un menor consumo de energéticos por unidad de energía útil, un menor costo de operación y mantenimiento de los equipos de cogeneración, en comparación con el de los sistemas convencionales para producir las dos formas de energía, reducción en pérdidas de energía debida a la transportación a grandes distancias, etc.; además se pueden obtener beneficios ambientales, derivados de la menor cantidad de combustible quemada para producir las mismas cantidades de energía útil.

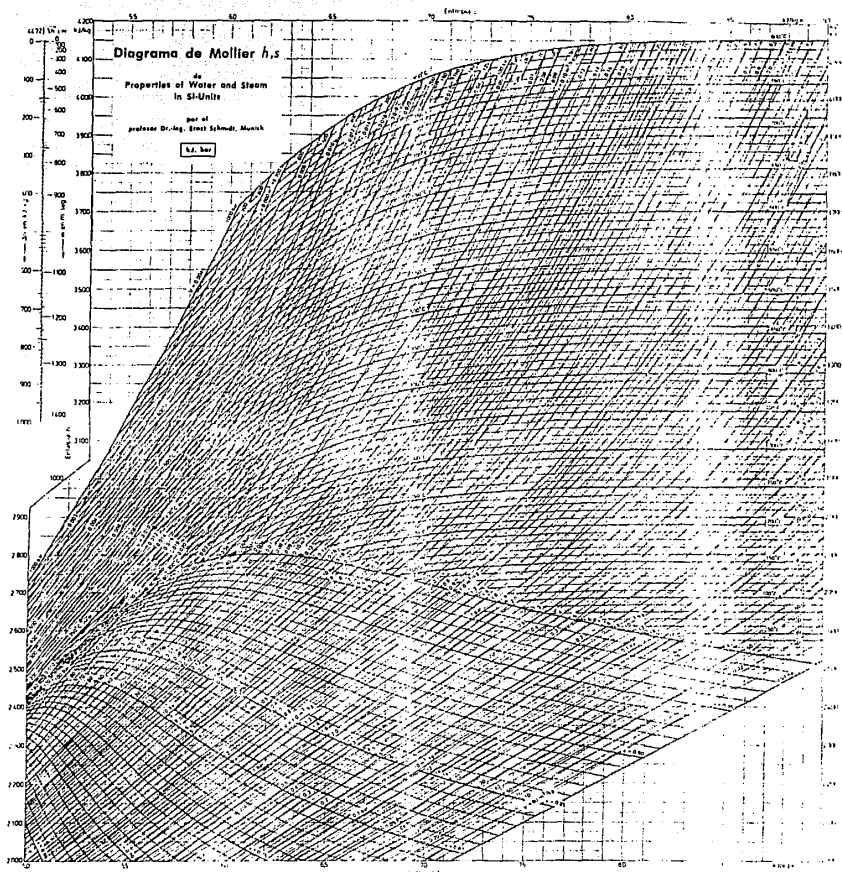
Desgraciadamente también existen algunas desventajas: para los industriales, el incremento en el consumo total de combustibles implica la necesidad de asegurar un suministro confiable de ellos, al igual que de energía eléctrica complementaria y de respaldo, además se incrementa ligeramente la complejidad de sus sistemas productivos, tanto en el aspecto operativo como en el administrativo; para el país, el principal inconveniente que se pudiera tener, es el incremento local de contaminación en los centros de trabajo.

México ha avanzado en materia de reglamentación de la cogeneración, sin embargo, si se quiere lograr un verdadero desarrollo, es necesario seguir trabajando en algunos aspectos que aun crean incertidumbre entre los inversionistas y no permiten un desarrollo pleno.

Las tecnologías empleadas en los sistemas de cogeneración han alcanzado un desarrollo adecuado y continúan investigándose, por otra parte, no se prevén mejoras notables en las tecnologías para grandes potencias en el corto plazo, por lo que, se puede esperar que las ventajas de la cogeneración no desaparezcan por lo menos en los próximos años.

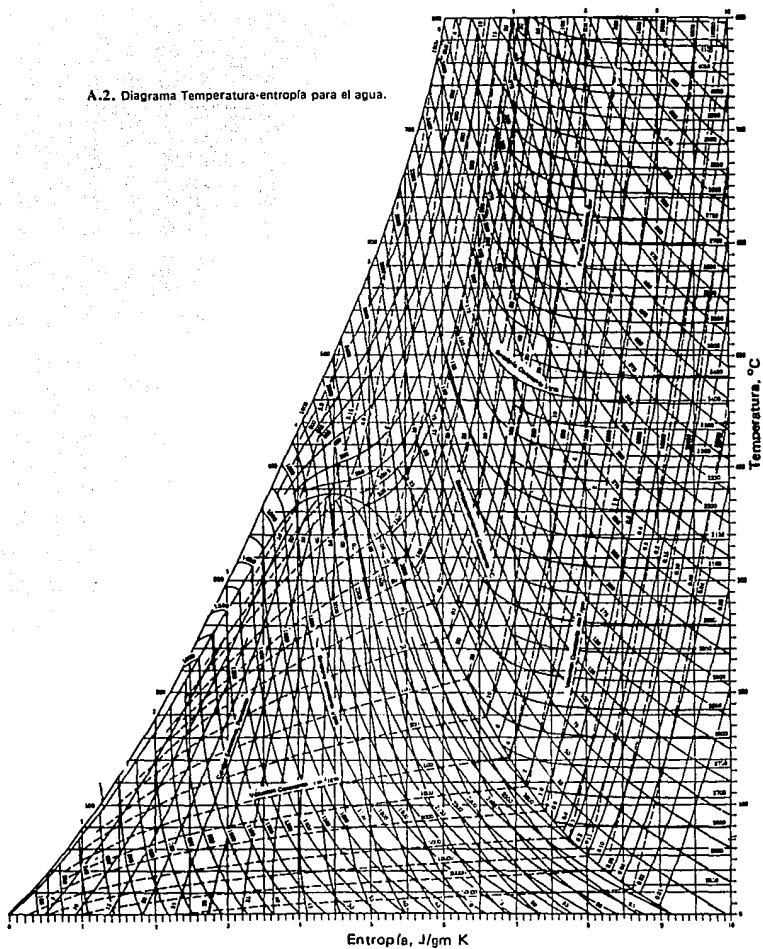
El hecho de que una industria sea consumidora de energía mecánica y/o eléctrica y energía térmica, no implica necesariamente, que sea factible instalar sistemas de cogeneración; son muchos los factores que determinarán dicha factibilidad. Los criterios y lineamientos aquí descritos, pueden ser una buena guía para realizar la evaluación, no obstante, habrá que poner en juego toda la capacidad de análisis que se tenga, para determinar los aspectos particulares de cada caso y, considerar las restricciones impuestas por los mismos industriales, puesto que, lo que para unos resulta conveniente, puede no serlo para otros.

APENDICE



A1. Diagrama de Mollier para el vapor (H_2O) (unidades SI).

A.2. Diagrama Temperatura-entropía para el agua.



SÓLIDOS (cal kg)	(PC) (PCSA)	LÍQUIDOS (cal kg)	(PC) (PCSA)
Antracita	7.045-7.200	Alcohol comercial (90 % peso)	5.700/6.190
Asfalto	9.230	Alquitrán de madera	8.700
Bagazo (seco)	4.595	Alquitrán de lignito	7.910
Briquetas de hulla	7.550	Alquitrán de hulla	8.845
Celulosa	4.200	Aceite de esquistos	9.246
Carbón de madera	7.910-8.050	Benzol 90°	9.600/10.000
Coque	6.770-6.840	Etanol puro	6.400-7.100
Hulla grasa	7.100-7.300	Metanol	4.700/5.420
Hulla seca	6.700-6.970	Nafta	10.040
Lignito	4.820-5.100	Petróleo bruto	9.770/11.460
Madera seca	4.130-4.450	Gasolina	11.200
Madera verde	3.430-3.780	Keroseno	10.370-11.110
Turba seca	4.520/4.750	Licor negro (mat. sólida)	3.610
Turba húmeda	3.460/3.800	Mazut	10.500

A.3. Poder calorífico de algunos combustibles sólidos y líquidos.

	(1) (PCSA)	(2) (PCI) _h	(3) (PCSA)	(4) (PCI) _h	(5) (PCSA)	(6) (PCI) _h	(7) (PCSA)	(8) (PCI) _h
Gas de coquería	4.925	4.370	10.040	8.918	524	466	18.072	16.052
Gas de horno alto	970	950	752	737	103	101	1.354	1.327
Gas de agua azul	2.810	2.570	3.958	3.620	300	275	7.124	6.516
Gas carburado	4.995	4.605	5.808	5.355	531	490	10.454	9.639
Gas de gasógeno	1.530	1.435	1.390	1.305	163	153	2.502	2.349
Gas de Lacy	9.770	8.790	13.026	11.720	1.048	946	23.447	21.096
Gas natural	10.700	9.665	12.738	11.506	1.137	1.030	22.928	20.711
Gas de refinería	19.345	17.735	12.480	11.442	2.056	1.889	22.464	20.596
Gas mercha	9.060	8.150	13.938	12.538	963	868	25.088	22.568
Gas reformado	4.700	4.205	7.837	7.008	500	449	14.107	12.614
Propano puro	24.300	22.370	12.090	11.130	2.583	2.383	21.762	20.034
Butano puro	31.610	29.200	12.158	11.230	3.360	3.110	21.884	20.214
Butano industrial	31.100	28.725	12.148	11.220	3.306	3.060	21.866	20.196

(1), (2) kcal/Nm³.
(3), (4) kcal/kg.
(5), (6) B.T.U./ft.³ a 60°F, 1 atm.
(7), (8) B.T.U./lb.

A.4. Poder calorífico de algunos combustibles gaseosos.

Combustible	Temp. Gases (°C)																			
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	
	CO ₂ (%)	1.0	1.4	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.5	4.8	5.1	5.4	5.7	6.0	6.3	
	Calor de sec. Gases (kg/h)	1.00	1.05	1.10	1.15	1.21	1.26	1.31	1.36	1.41	1.46	1.51	1.56	1.61	1.66	1.71	1.76	1.81	1.86	
25	6.6	6.6	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.2	6.2	6.1	
50	13.3	13.3	13.2	13.2	13.1	13.1	13.0	13.0	12.8	12.8	12.7	12.7	12.7	12.6	12.5	12.4	12.4	12.3	12.3	
75	20.0	19.9	19.9	19.8	19.7	19.6	19.5	19.4	19.3	19.2	19.1	19.1	19.0	18.9	18.8	18.7	18.6	18.5	18.5	
100	26.8	26.7	26.6	26.5	26.3	26.3	26.1	26.0	25.9	25.8	25.7	25.6	25.5	25.4	25.3	25.2	25.0	24.9	24.8	
125	33.5	33.4	33.3	33.2	33.0	32.9	32.8	32.6	32.5	32.3	32.2	32.1	31.9	31.8	31.6	31.5	31.3	31.1	31.0	
150	40.4	40.2	40.1	39.9	39.7	39.6	39.4	39.3	39.1	38.9	38.7	38.6	38.4	38.2	38.0	37.8	37.6	37.4	37.2	
175	47.2	47.0	46.9	46.7	46.5	46.3	46.1	45.9	45.7	45.5	45.3	45.1	44.9	44.7	44.5	44.2	44.0	43.8	43.5	
200	54.1	53.9	53.7	53.5	53.3	53.1	52.8	52.6	52.4	52.1	51.9	51.7	51.4	51.2	50.9	50.7	50.4	50.1	49.9	
225	61.0	60.8	60.6	60.3	60.1	59.8	59.6	59.3	59.1	58.8	58.5	58.3	58.0	57.7	57.4	57.1	56.8	56.5	56.2	
250	68.0	67.7	67.5	67.2	66.9	66.7	66.4	66.1	65.8	65.5	65.2	64.9	64.6	64.3	63.9	63.6	63.3	62.9	62.6	
275	75.0	74.7	74.4	74.1	73.8	73.5	73.2	72.9	72.6	72.2	71.9	71.6	71.2	70.9	70.5	70.1	69.8	69.4	69.0	
300	82.1	81.7	81.4	81.1	80.7	80.4	80.1	79.7	79.3	79.0	78.6	78.2	77.9	77.5	77.1	76.7	76.3	75.9	75.4	
325	89.1	88.8	88.4	88.1	87.7	87.3	86.9	86.6	86.2	85.8	85.4	85.0	84.5	84.1	83.7	83.3	82.8	82.4	81.9	
350	96.2	95.9	95.5	95.1	94.7	94.3	93.9	93.4	93.0	92.6	92.2	91.7	91.3	90.8	90.3	89.9	89.4	88.9	88.4	
375	103.4	103.0	102.6	102.1	101.7	101.3	100.8	100.4	99.9	99.4	99.0	98.5	98.0	97.5	97.0	96.5	96.0	95.4	94.9	
400	110.6	110.1	109.7	109.2	108.8	108.3	107.8	107.3	106.8	106.3	105.8	105.3	104.8	104.2	103.7	103.2	102.6	102.0	101.4	
425	117.8	117.3	116.8	116.4	115.9	115.3	114.8	114.3	113.8	113.2	112.7	112.1	111.6	111.0	110.4	109.8	109.2	108.6	108.0	
450	125.1	124.6	124.0	123.5	123.0	122.4	121.9	121.3	120.8	120.2	119.6	119.0	118.4	117.8	117.2	116.6	115.9	115.3	114.6	
475	132.4	131.8	131.3	130.7	130.1	129.6	129.0	128.4	127.8	127.2	126.6	125.9	125.3	124.6	124.0	123.3	122.6	121.9	121.2	
500	139.7	139.1	138.5	137.9	137.3	136.7	136.1	135.5	134.8	134.2	133.5	132.9	132.2	131.5	130.8	130.1	129.4	128.6	127.9	
525	147.1	146.4	145.8	145.2	144.6	143.9	143.3	142.6	141.9	141.2	140.5	139.8	139.1	138.4	137.6	136.9	136.1	135.3	134.6	
550	154.5	153.8	153.2	152.5	151.8	151.2	150.5	149.8	149.0	148.3	147.6	146.8	146.1	145.3	144.5	143.7	142.9	142.1	141.3	
575	161.9	161.2	160.5	159.8	159.1	158.4	157.7	156.9	156.2	155.4	154.7	153.9	153.1	152.3	151.4	150.6	149.7	148.9	148.0	
600	169.4	168.7	167.9	167.2	166.5	165.7	164.9	164.2	163.4	162.6	161.8	160.9	160.1	159.2	158.4	157.5	156.6	155.7	154.7	
625	176.9	176.2	175.4	174.6	173.8	173.0	172.2	171.4	170.6	169.7	168.9	168.0	167.1	166.2	165.3	164.4	163.5	162.5	161.5	
650	184.5	183.7	182.9	182.1	181.2	180.4	179.6	178.7	177.8	177.0	176.1	175.1	174.2	173.1	172.3	171.3	170.4	169.3	168.3	
675	192.0	191.2	190.4	189.5	188.7	187.8	186.9	186.0	185.1	184.2	183.2	182.3	181.3	180.3	179.3	178.3	177.3	176.2	175.2	
700	199.7	198.8	197.9	197.1	196.2	195.2	194.3	193.4	192.4	191.5	190.5	189.5	188.5	187.4	186.4	185.3	184.2	183.0	181.9	
725	207.3	206.4	205.5	204.6	203.7	202.7	201.7	200.8	199.8	198.8	197.7	196.7	195.6	194.6	193.5	192.4	191.2	190.1	188.9	
750	215.0	214.1	213.1	212.2	211.2	210.2	209.2	208.2	207.1	206.1	205.0	203.9	202.8	201.7	200.6	199.4	198.2	197.0	195.8	
775	222.8	221.8	220.8	219.8	218.8	217.8	216.7	215.6	214.6	213.5	212.3	211.2	210.1	208.9	207.7	206.5	205.3	204.0	202.8	
800	230.5	229.5	228.5	227.5	226.4	225.3	224.2	223.1	222.0	220.9	219.7	218.5	217.3	216.1	214.9	213.6	212.3	211.1	209.7	
825	238.4	237.3	236.2	235.1	234.0	232.9	231.8	230.6	229.5	228.3	227.1	225.9	224.6	223.4	222.1	220.8	219.4	218.1	216.7	
850	246.1	245.0	243.9	242.9	241.7	240.6	239.4	238.2	237.0	235.8	234.5	233.2	231.9	230.6	229.3	227.9	226.6	225.2	223.8	
875	254.1	252.9	251.8	250.6	249.4	248.2	247.0	245.8	244.5	243.2	242.0	240.6	239.3	237.9	236.6	235.2	233.7	232.3	230.8	
900	262.0	260.8	259.6	258.4	257.2	255.9	254.7	253.4	252.1	250.8	249.4	248.1	246.7	245.3	243.8	242.4	240.9	239.4	237.9	
925	270.0	268.7	267.5	266.3	265.0	263.7	262.4	261.1	259.7	258.3	256.9	255.5	254.1	252.6	251.1	249.6	248.1	246.6	245.0	
950	277.9	276.7	275.4	274.1	272.8	271.5	270.1	268.7	267.3	265.9	264.5	263.0	261.5	260.0	258.5	256.9	255.4	253.7	252.1	
975	286.0	284.7	283.4	282.0	280.6	279.3	277.9	276.5	275.0	273.5	272.1	270.6	269.1	267.4	265.9	264.3	262.6	261.0	259.3	
1000	294.0	292.7	291.3	289.9	288.5	287.1	285.7	284.2	282.7	281.2	279.7	278.1	276.5	274.9	273.3	271.6	269.9	268.2	266.4	

A.5. Entalpia de gases (kcal/kg de gases) para combustibles gaseosos (Gas natural).

Composición	Temp. Gases (°C)																		
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0
O ₂ (%)	12.0	11.4	10.9	10.3	9.7	9.1	8.5	8.0	7.4	6.8	6.2	5.7	5.1	4.5	3.9	3.4	2.8	2.2	1.6
CO ₂ (%)	1.00	1.05	1.10	1.15	1.21	1.28	1.36	1.44	1.50	1.56	1.64	1.71	1.79	1.87	1.94	2.01	2.08	2.14	2.20
Gas (Kcal/m ³)	16.2	16.4	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
1025	302.1	300.8	299.3	297.9	296.5	295.0	293.5	292.0	290.4	288.9	287.3	285.7	284.0	282.4	280.7	279.0	277.2	275.5	273.7
1055	310.3	309.9	307.4	305.9	304.4	302.9	301.4	299.8	298.2	296.6	295.0	293.3	291.6	289.9	288.2	286.4	284.6	282.8	281.0
1075	318.5	317.0	315.4	313.8	312.4	310.9	309.3	307.7	306.0	304.4	302.7	301.0	299.2	297.4	295.6	293.8	291.9	290.1	288.2
1100	326.7	325.1	323.6	322.0	320.5	318.8	317.2	315.5	313.9	312.1	310.4	308.6	306.8	305.0	303.2	301.3	299.4	297.4	295.4
1125	334.9	333.4	331.8	330.2	328.5	326.9	325.2	323.5	321.7	320.0	318.2	316.3	314.5	312.6	310.7	308.8	306.8	304.8	302.8
1150	343.2	341.6	340.0	338.3	336.6	334.9	333.2	331.4	329.6	327.8	326.0	324.1	322.2	320.2	318.3	316.3	314.3	312.2	310.1
1175	351.5	349.8	348.2	346.5	344.7	343.0	341.2	339.4	337.5	335.7	333.8	331.9	329.9	327.9	325.9	323.8	321.7	319.6	317.5
1200	359.9	358.2	356.4	354.7	352.9	351.1	349.3	347.4	345.5	343.6	341.6	339.7	337.6	335.5	333.4	331.3	329.3	327.1	324.9
1225	368.3	366.5	364.5	362.5	360.4	358.3	356.2	354.1	352.0	350.0	347.9	345.8	343.7	341.5	339.3	337.1	334.9	332.7	330.5
1250	376.7	374.9	373.1	371.2	369.3	367.4	365.5	363.5	361.5	359.5	357.4	355.4	353.2	351.1	348.9	346.6	344.4	342.1	339.7
1275	385.2	383.3	381.5	379.6	377.6	375.7	373.7	371.6	369.6	367.5	365.4	363.2	361.1	358.9	356.6	354.3	352.0	349.7	347.2
1300	393.7	391.8	389.9	387.9	385.9	383.9	381.9	379.8	377.7	375.6	373.4	371.2	368.9	366.7	364.3	362.0	359.6	357.2	354.7
1325	402.2	400.3	398.3	396.3	394.3	392.2	390.1	388.0	385.8	383.6	381.4	379.1	376.8	374.5	372.1	369.7	367.3	364.8	362.2
1350	410.8	408.8	406.8	404.7	402.6	400.5	398.4	396.2	394.0	391.7	389.4	387.1	384.8	382.4	379.9	377.5	375.0	372.4	369.8
1375	419.4	417.4	415.3	413.2	411.1	408.9	406.7	404.4	402.2	399.9	397.5	395.1	392.7	390.3	387.8	385.3	382.7	380.1	377.5
1400	428.1	426.0	423.9	421.7	419.5	417.3	415.0	412.7	410.4	408.0	405.6	403.2	400.7	398.2	395.6	393.0	390.4	387.7	385.0
1425	436.8	434.6	432.4	430.2	427.9	425.7	423.4	421.0	418.6	416.2	413.8	411.3	408.7	406.2	403.5	400.9	398.2	395.4	392.6
1450	445.5	443.3	441.1	438.8	436.5	434.2	431.8	429.4	426.9	424.5	421.9	419.4	416.8	414.1	411.5	408.8	406.0	403.2	400.4
1475	454.3	452.0	449.7	447.4	445.0	442.6	440.2	437.8	435.3	432.7	430.1	427.5	424.9	422.2	419.4	416.6	413.7	410.7	407.8
1500	463.1	460.7	458.4	456.0	453.6	451.2	448.7	446.2	443.6	441.0	438.4	435.7	433.0	430.2	427.4	424.5	421.6	418.7	415.7
1525	471.9	469.5	467.1	464.7	462.2	459.7	457.2	454.6	452.0	449.3	446.6	443.9	441.1	438.3	435.4	432.5	429.5	426.6	423.6
1550	480.8	478.3	475.9	473.4	470.9	468.3	465.7	463.1	460.4	457.7	454.9	452.1	449.3	446.4	443.5	440.5	437.5	434.5	431.4
1575	489.7	487.2	484.7	482.2	479.6	477.0	474.3	471.6	468.9	466.1	463.3	460.4	457.5	454.5	451.5	448.5	445.4	442.2	439.0
1600	498.6	496.1	493.5	490.9	488.3	485.6	482.9	480.2	477.4	474.5	471.6	468.7	465.7	462.7	459.6	456.5	453.3	450.1	446.8
1625	507.6	505.0	502.4	499.8	497.1	494.4	491.6	488.7	485.9	483.0	480.1	477.1	474.0	470.9	467.8	464.6	461.3	458.0	454.7
1650	516.6	514.0	511.3	508.6	505.9	503.1	500.2	497.3	494.4	491.5	488.4	485.3	482.1	478.9	475.7	472.4	469.1	465.6	462.2
1675	525.7	523.0	520.3	517.5	514.7	511.8	508.9	506.0	503.0	500.0	496.9	493.8	490.6	487.4	484.1	480.8	477.4	474.0	470.5
1700	534.8	532.0	529.2	526.4	523.5	520.6	517.7	514.7	511.6	508.5	505.4	502.2	499.0	495.7	492.3	488.9	485.4	482.0	478.4
1725	543.9	541.1	538.2	535.4	532.4	529.5	526.4	523.3	520.1	517.1	513.9	510.6	507.3	503.9	500.4	496.9	493.3	489.6	485.9
1750	553.1	550.2	547.3	544.4	541.4	538.3	535.2	532.1	529.0	525.7	522.5	519.1	515.8	512.3	508.8	505.1	501.4	497.6	493.8
1775	562.3	559.3	556.4	553.4	550.3	547.2	544.1	540.9	537.7	534.4	531.0	527.6	524.2	520.7	517.1	513.5	509.9	506.1	502.3
1800	571.5	568.5	565.5	562.4	559.3	556.2	553.0	549.7	546.4	543.1	539.6	536.2	532.7	529.1	525.5	521.8	518.1	514.2	510.4
1825	580.8	577.7	574.7	571.5	568.3	565.1	561.9	558.6	555.2	551.8	548.3	544.8	541.2	537.5	533.8	529.9	526.1	522.1	518.4
1850	590.1	587.0	583.9	580.7	577.4	574.1	570.8	567.4	564.0	560.5	557.0	553.4	549.7	546.0	542.2	538.4	534.4	530.3	526.5
1875	599.4	596.3	593.1	589.8	586.5	583.2	579.8	576.3	572.8	569.3	565.7	562.0	558.3	554.5	550.7	546.8	542.8	538.6	534.6
1900	608.0	605.6	603.2	599.9	597.5	594.2	590.8	587.3	583.7	580.1	576.4	572.7	568.9	565.0	561.0	557.1	553.1	549.0	544.8
1925	616.2	613.8	611.4	608.0	604.5	601.0	597.5	593.9	590.2	586.5	582.7	578.9	575.0	571.1	567.1	563.0	558.9	554.7	550.4
1950	624.7	622.4	620.0	617.5	614.9	612.3	608.5	604.8	601.0	597.2	593.4	589.5	585.5	581.5	577.4	573.2	569.0	564.7	560.3
1975	633.2	631.0	628.8	626.5	624.1	621.7	618.1	614.5	610.8	607.1	603.4	599.6	595.8	591.9	587.9	583.8	579.6	575.4	571.1
2000	641.7	639.5	637.3	635.0	632.6	629.9	626.2	622.4	618.6	614.8	610.9	607.0	603.1	599.1	595.0	590.8	586.5	582.2	577.8

A.5. Entalpía de gases (kcal/kg de gases) para combustibles gaseosos (Gas natural)-(continuación).

Combustible	Temperatura (°C)																			
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	
	CO ₂ (kg kg ⁻¹)	1.69	1.58	1.50	1.42	1.34	1.26	1.19	1.10	1.02	0.94	0.87	0.79	0.71	0.63	0.55	0.47	0.39	0.31	0.23
	Evaporación (kg kg ⁻¹)	1.00	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.47	1.57	1.67	1.76	1.84	1.91	1.98	2.04	2.10	2.16
25	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
50	12.7	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.5	12.5	12.5	12.5	12.4	12.4	12.4	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.2	12.2
75	19.1	19.0	19.0	19.0	18.9	18.9	18.8	18.8	18.8	18.7	18.7	18.6	18.6	18.6	18.5	18.5	18.5	18.4	18.4	18.3
100	25.5	25.4	25.4	25.3	25.3	25.2	25.2	25.1	25.1	25.0	24.9	24.9	24.8	24.8	24.7	24.7	24.6	24.6	24.6	24.5
125	31.9	31.9	31.8	31.8	31.7	31.6	31.6	31.4	31.4	31.4	31.3	31.2	31.1	31.1	31.0	30.9	30.9	30.8	30.7	30.7
150	38.4	38.4	38.3	38.2	38.1	38.1	38.0	37.9	37.8	37.7	37.6	37.6	37.5	37.4	37.3	37.2	37.2	37.1	37.0	36.9
175	45.0	44.9	44.8	44.7	44.6	44.5	44.4	44.3	44.2	44.1	44.0	43.9	43.8	43.7	43.6	43.5	43.4	43.3	43.2	43.1
200	51.5	51.4	51.3	51.2	51.1	51.0	50.9	50.8	50.7	50.5	50.4	50.3	50.2	50.1	50.0	49.8	49.7	49.6	49.4	49.4
225	58.1	58.0	57.9	57.8	57.6	57.5	57.4	57.3	57.1	57.0	56.9	56.7	56.6	56.5	56.3	56.2	56.0	55.9	55.7	55.7
250	64.8	64.6	64.5	64.4	64.2	64.1	63.9	63.8	63.6	63.5	63.3	63.2	63.0	62.9	62.7	62.6	62.4	62.2	62.1	62.1
275	71.4	71.3	71.1	71.0	70.8	70.7	70.5	70.3	70.2	70.0	69.8	69.7	69.5	69.3	69.2	69.0	68.8	68.6	68.4	68.4
300	78.1	78.0	77.8	77.9	77.5	77.3	77.1	76.9	76.7	76.6	76.4	76.2	76.0	75.8	75.6	75.4	75.2	75.0	74.8	74.8
325	84.9	84.7	84.5	84.3	84.1	83.9	83.7	83.5	83.3	83.1	82.9	82.7	82.5	82.3	82.1	81.9	81.7	81.4	81.2	81.2
350	91.7	91.5	91.2	91.0	90.8	90.6	90.4	90.2	90.0	89.8	89.5	89.3	89.1	88.8	88.6	88.4	88.1	87.9	87.7	87.6
375	98.5	98.2	98.0	97.8	97.6	97.3	97.1	96.9	96.6	96.4	96.2	95.9	95.7	95.4	95.2	94.9	94.6	94.4	94.1	94.1
400	105.3	105.1	104.8	104.6	104.3	104.1	103.8	103.6	103.3	103.1	102.8	102.5	102.2	101.9	101.7	101.4	101.2	100.9	100.6	100.6
425	112.2	111.9	111.7	111.4	111.2	110.9	110.6	110.3	110.1	109.8	109.5	109.2	108.9	108.6	108.3	108.0	107.7	107.4	107.1	107.1
450	119.1	118.8	118.6	118.3	118.0	117.7	117.4	117.1	116.8	116.5	116.2	115.9	115.5	115.3	115.0	114.6	114.3	114.0	113.6	113.6
475	126.1	125.8	125.5	125.2	124.9	124.6	124.2	123.9	123.6	123.3	123.0	122.6	122.3	122.0	121.6	121.3	120.9	120.6	120.2	120.2
500	133.0	132.7	132.4	132.1	131.8	131.4	131.1	130.8	130.4	130.1	129.7	129.4	129.0	128.7	128.3	127.9	127.6	127.2	126.8	126.8
525	140.1	139.7	139.4	139.0	138.7	138.4	138.0	137.6	137.3	136.9	136.5	136.2	135.8	135.4	135.0	134.6	134.2	133.8	133.4	133.4
550	147.1	146.8	146.4	146.0	145.7	145.3	144.9	144.5	144.2	143.8	143.4	143.0	142.6	142.2	141.8	141.4	140.9	140.5	140.1	140.1
575	154.2	153.8	153.5	153.1	152.7	152.3	151.9	151.5	151.1	150.7	150.2	149.8	149.4	149.0	148.5	148.1	147.6	147.2	146.7	146.7
600	161.3	160.9	160.5	160.1	159.7	159.3	158.9	158.5	158.0	157.6	157.1	156.7	156.2	155.8	155.3	154.9	154.4	153.9	153.4	153.4
625	168.5	168.1	167.6	167.2	166.8	166.3	165.9	165.5	165.0	164.5	164.1	163.6	163.1	162.6	162.2	161.7	161.2	160.7	160.2	160.2
650	175.7	175.2	174.8	174.3	173.9	173.4	173.0	172.5	172.0	171.5	171.0	170.5	170.0	169.5	169.0	168.5	168.0	167.4	166.9	166.9
675	182.9	182.5	182.0	181.5	181.0	180.5	180.0	179.6	179.1	178.2	178.0	177.5	177.0	176.4	175.9	175.4	174.8	174.2	173.7	173.7
700	190.2	189.7	189.2	188.7	188.2	187.7	187.2	186.7	186.1	185.4	185.0	184.5	184.0	183.4	182.8	182.2	181.5	180.9	180.3	180.3
725	197.5	197.0	196.5	195.9	195.4	194.9	194.3	193.8	193.2	192.7	192.1	191.5	190.9	190.4	189.8	189.2	188.5	187.9	187.3	187.3
750	204.8	204.3	203.8	203.2	202.6	202.1	201.5	200.9	200.4	199.8	199.2	198.6	198.0	197.4	196.8	196.1	195.5	194.8	194.2	194.2
775	212.2	211.6	211.1	210.5	209.9	209.3	208.7	208.1	207.5	206.9	206.3	205.7	205.0	204.4	203.7	203.1	202.4	201.7	201.0	201.0
800	219.6	219.0	218.4	217.8	217.2	216.6	216.0	215.4	214.8	214.2	213.6	212.9	212.3	211.6	210.9	210.2	209.5	208.7	208.0	208.0
825	227.0	226.4	225.8	225.2	224.6	223.9	223.3	222.6	222.0	221.3	220.6	219.9	219.2	218.5	217.8	217.1	216.4	215.6	214.9	214.9
850	234.5	233.9	233.2	232.6	231.9	231.3	230.6	229.9	229.2	228.5	227.8	227.1	226.4	225.6	224.9	224.1	223.4	222.6	221.8	221.8
875	242.0	241.4	240.7	240.0	239.3	238.6	237.9	237.2	236.5	235.7	235.0	234.3	233.5	232.8	232.0	231.2	230.4	229.6	228.8	228.8
900	249.5	248.9	248.2	247.5	246.8	246.0	245.3	244.6	243.8	243.1	242.3	241.5	240.7	240.0	239.2	238.4	237.6	236.8	235.9	235.9
925	257.2	256.6	255.9	255.2	254.5	253.7	253.0	252.2	251.4	250.6	249.8	249.0	248.2	247.4	246.6	245.8	244.9	244.1	243.2	243.2
950	264.8	264.0	263.3	262.5	261.7	261.0	260.2	259.4	258.6	257.8	256.9	256.1	255.2	254.4	253.5	252.6	251.8	250.9	250.0	250.0
975	272.4	271.7	271.0	270.1	269.3	268.5	267.7	266.8	266.0	265.1	264.3	263.4	262.5	261.6	260.7	259.8	258.9	258.0	257.0	257.0
1000	280.1	279.3	278.5	277.7	276.9	276.0	275.2	274.3	273.4	272.6	271.7	270.8	269.9	268.9	268.0	267.1	266.1	265.1	264.2	264.2

A.6. Entalpia de gases (kcal/kg de gases) para combustibles líquidos (Fuel Oil 1, 2 y Gasóleo).

Combustion O ₂ (%) CO+CO ₂ (%) Exhaust Gas Gasoline kg	Temp. Gas (°C)																			
	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	17.0	18.0	
1025	287.8	287.0	286.2	285.3	284.5	283.6	282.7	281.8	280.9	280.0	279.1	278.2	277.2	276.3	275.3	274.3	273.3	272.3	271.3	
1030	295.6	294.7	293.9	293.0	292.1	291.2	290.3	289.4	288.4	287.5	286.5	285.6	284.6	283.6	282.6	281.6	280.6	279.5	278.5	
1035	303.4	302.5	301.6	300.7	299.8	298.8	297.9	296.9	296.0	295.0	294.0	293.0	292.0	291.0	289.9	288.9	287.8	286.8	285.7	
1100	311.2	310.3	309.4	308.4	307.5	306.5	305.5	304.5	303.6	302.5	301.5	300.5	299.4	298.4	297.3	296.2	295.1	294.0	292.9	
1125	318.1	318.1	317.2	316.2	315.2	314.2	313.2	312.2	311.2	310.1	309.1	308.0	306.9	305.9	304.7	303.6	302.5	301.3	300.1	
1150	327.0	327.0	325.0	324.0	323.0	322.0	320.9	319.8	318.8	317.7	316.6	315.5	314.4	313.3	312.1	310.9	309.6	308.4	307.1	
1175	334.9	333.9	332.9	331.8	330.8	329.7	328.7	327.6	326.5	325.4	324.2	323.1	321.9	320.8	319.6	318.4	317.2	316.0	314.7	
1200	342.9	341.8	340.8	339.7	338.6	337.5	336.4	335.3	334.2	333.0	331.8	330.7	329.5	328.3	327.1	325.8	324.6	323.3	322.1	
1225	350.9	349.8	348.7	347.6	346.5	345.4	344.2	343.1	341.9	340.7	339.5	338.3	337.1	335.8	334.6	333.3	332.0	330.7	329.4	
1250	358.9	357.8	356.7	355.5	354.4	353.2	352.1	350.9	349.7	348.4	347.2	346.0	344.7	343.4	342.1	340.8	339.5	338.2	336.9	
1275	367.0	365.8	364.7	363.5	362.3	361.1	359.9	358.7	357.5	356.2	354.9	353.7	352.3	351.0	349.7	348.4	347.0	345.6	344.2	
1300	375.1	373.9	372.7	371.5	370.3	369.1	367.8	366.6	365.3	364.0	362.7	361.4	360.0	358.7	357.3	355.9	354.5	353.1	351.6	
1325	383.2	382.0	380.8	379.6	378.3	377.0	375.8	374.5	373.1	371.8	370.5	369.1	367.7	366.3	364.9	363.5	362.1	360.6	359.1	
1350	391.4	390.2	388.9	387.6	386.3	385.0	383.7	382.4	381.0	379.7	378.3	376.9	375.5	374.0	372.6	371.1	369.6	368.1	366.6	
1375	399.6	398.3	397.1	395.7	394.4	393.1	391.7	390.3	388.9	387.6	386.1	384.7	383.2	381.8	380.3	378.8	377.2	375.7	374.1	
1400	407.9	406.6	405.2	403.9	402.5	401.1	399.7	398.3	396.9	395.5	394.0	392.5	391.1	389.5	388.0	386.4	384.9	383.3	381.6	
1425	416.2	414.8	413.4	412.1	410.7	409.2	407.8	406.4	404.9	403.4	401.9	400.4	398.8	397.3	395.7	394.1	392.5	390.9	389.2	
1450	424.5	423.1	421.7	420.3	418.8	417.4	415.9	414.4	412.9	411.4	409.8	408.3	406.7	405.1	403.5	401.8	400.2	398.5	396.8	
1475	432.8	431.4	430.0	428.5	427.0	425.5	424.0	422.5	421.0	419.4	417.8	416.2	414.6	412.9	411.3	409.6	407.9	406.2	404.4	
1500	441.2	439.8	438.3	436.8	435.3	433.7	432.2	430.6	429.0	427.4	425.8	424.2	422.5	420.8	419.1	417.4	415.6	413.9	412.1	
1525	449.6	448.1	446.6	445.1	443.5	441.9	440.4	438.8	437.1	435.5	433.8	432.1	430.4	428.7	427.0	425.2	423.4	421.6	419.8	
1550	458.1	456.6	455.0	453.4	451.8	450.2	448.6	447.0	445.3	443.6	441.9	440.2	438.5	436.8	435.0	433.2	431.4	429.5	427.7	
1575	466.6	465.0	463.4	461.8	460.2	458.5	456.9	455.2	453.5	451.7	450.0	448.2	446.4	444.6	442.8	440.9	439.1	437.1	435.2	
1600	475.1	473.5	471.9	470.2	468.6	466.9	465.1	463.4	461.7	459.9	458.1	456.3	454.4	452.6	450.7	448.8	446.9	444.9	442.9	
1625	483.7	482.0	480.4	478.7	477.0	475.2	473.5	471.7	469.9	468.1	466.2	464.4	462.5	460.6	458.7	456.7	454.7	452.7	450.7	
1650	492.3	490.6	488.9	487.1	485.4	483.6	481.8	480.0	478.2	476.3	474.4	472.5	470.6	468.6	466.7	464.7	462.6	460.6	458.5	
1675	500.9	499.2	497.4	495.6	493.7	491.8	490.0	488.1	486.2	484.3	482.4	480.5	478.6	476.7	474.7	472.6	470.6	468.5	466.4	
1700	509.6	507.8	506.0	504.2	502.4	500.5	498.6	496.7	494.8	492.8	490.9	489.0	487.0	485.0	482.9	480.9	478.8	476.7	474.6	
1725	518.3	516.5	514.6	512.8	510.9	509.0	507.1	505.1	503.2	501.2	499.1	497.1	495.0	492.9	490.8	488.7	486.5	484.3	482.1	
1750	527.0	525.2	523.3	521.4	519.5	517.5	515.6	513.6	511.6	509.5	507.4	505.4	503.2	501.1	498.9	496.7	494.5	492.3	490.0	
1775	535.8	533.9	532.0	530.1	528.1	526.1	524.1	522.0	520.0	517.9	515.8	513.7	511.5	509.3	507.1	504.8	502.6	500.4	497.9	
1800	544.6	542.7	540.7	538.7	536.7	534.7	532.6	530.5	528.4	526.3	524.1	522.0	519.7	517.5	515.2	513.0	510.6	508.3	505.9	
1825	553.5	551.5	549.5	547.4	545.4	543.3	541.2	539.1	536.9	534.7	532.5	530.3	528.0	525.8	523.4	521.1	518.7	516.3	513.9	
1850	562.3	560.3	558.2	556.2	554.1	552.0	549.8	547.6	545.4	543.2	541.0	538.7	536.4	534.0	531.7	529.3	526.9	524.4	521.9	
1875	571.3	569.2	567.1	565.0	562.8	560.7	558.5	556.3	554.0	551.7	549.4	547.1	544.7	542.3	539.9	537.5	535.0	532.5	530.0	
1900	580.2	578.1	576.0	573.8	571.6	569.4	567.1	564.9	562.6	560.2	557.9	555.5	553.1	550.7	548.2	545.7	543.2	540.6	538.0	
1925	589.2	587.0	584.8	582.6	580.4	578.1	575.8	573.5	571.2	568.8	566.4	564.0	561.5	559.0	556.5	554.0	551.4	548.8	546.1	
1950	598.2	596.0	593.8	591.5	589.2	586.9	584.6	582.2	579.8	577.4	575.0	572.5	570.0	567.4	564.9	562.3	559.6	556.9	554.2	
1975	607.2	605.0	602.7	600.4	598.1	595.7	593.4	590.9	588.5	586.0	583.5	581.0	578.4	575.8	573.2	570.5	567.8	565.0	562.2	
2000	616.4	614.1	611.7	609.4	607.0	604.6	602.2	599.7	597.2	594.7	592.1	589.6	586.9	584.3	581.6	578.9	576.2	573.4	570.6	

A.6. Entalpía de gases (cal/gal de gases) para combustibles líquidos (Fuel Oil 1, 2 y Gasóleo)-(continuación).

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO kW	HEAT RATE kJ/kWh	C. ESPECIF. m ³ /kWh	GAS NATURAL t/h	R. PRES.	FLUJO DE GASES t/h	T. ESCAPE °C
ABB Mars	8840	11595.07	0.32085	2.3526	16.0	136.230	466.1
ABB GT 35 Jupiter	18900	11257.45	0.31131	4.3867	12.0	335.795	373.9
ABB GT 35 Jupiter	18950	11078.09	0.30635	4.8184	13.0	336.247	408.9
ABB GT 10	21850	11046.44	0.30547	5.5399	12.6	286.356	517.2
ABB GT 9	47100	11394.60	0.31510	12.3183	16.3	649.053	522.8
ABB GT 11	71900	11572.98	0.32008	19.1004	11.0	1044.407	520.0
ABB GT 11N	81600	11246.90	0.31102	21.0848	12.4	1137.799	515.0
ABB GT 13	98900	11246.90	0.31102	25.5305	12.5	1486.755	489.9
ABB GT 13E	147900	10392.30	0.28739	35.2785	13.9	1803.442	516.1
Allison GT 501-KBS	3924	11926.35	0.32981	1.0742	10.1	56.748	562.2
Allison GT 570 KA	4877	12162.69	0.33834	1.3615	12.1	68.300	562.8
Allison GT 571-KA	5910	10621.25	0.29372	1.4408	12.7	72.135	533.3
G. Elect. LM1600-PA	13420	10091.61	0.27907	3.1084	22.3	166.374	487.8
G. Elect. LM1600-PB STIG	16100	9089.31	0.25135	3.3588	25.0	174.787	448.9
G. Elect. LM2500-PE	22200	8921.75	0.27437	5.0556	18.4	249.954	527.8
G. Elect. LM2500PE	21550	10181.29	0.28155	5.0359	18.8	253.199	529.4
G. Elect. LM2500-PH STIG	26950	8989.08	0.24658	5.5604	20.0	273.315	503.9
G. Elect. LM2500-PH STIG	25050	9221.74	0.25529	5.3079	19.7	273.063	494.4
G. Elect. LM5000-PC	33750	10154.91	0.28082	7.8695	24.8	440.520	435.6
G. Elect. LM5000-PC	33750	9889.04	0.27347	7.6605	25.5	451.742	433.9
G. Elect. LM5000-PD STIG	52700	8070.12	0.23317	9.7816	31.4	588.129	395.6
G. Elect. LM5000-PD STIG	50425	8367.70	0.23195	9.7078	31.7	576.238	400.0
G. Elect. LM5000-PA	42200	8789.17	0.24333	8.5228	29.8	457.502	446.1
G. Elect. LM5000-PA	41550	8933.16	0.24703	8.5194	29.8	457.499	446.1
GE P.G. PG5371(PA)	26300	12470.76	0.34488	7.5280	10.2	448.344	482.8

A.7. Características de turbinas de gas comercialmente disponibles.

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO kW	HEAT RATE kJ/kWh	C. ESPECIF. m ³ /kWh	GAS NATURAL t/h	R. PRES.	FLUJO DE GASES t/h	T. ESCAPE °C
GE P.G. PG6501	35600	11792.85	0.31926	9.4336	11.5	502.858	534.0
GE P.G. PG6541(B)	38340	11457.91	0.31685	10.0830	11.8	501.512	539.4
GE P.G. PG7111(EA)	83500	11056.99	0.30577	21.1911	12.4	1087.722	530.0
GE P.G. PG7201(F)	159000	10023.03	0.27717	36.5786	13.5	1535.354	582.8
GE P.G. PG9171(E)	123400	10656.07	0.29468	30.1816	12.5	1478.345	537.2
GE P.G. PG9281(F)	212200	10545.28	0.29162	51.3611	13.5	2211.361	583.3
GE P.G. PGLM2500-PE	21790	10318.45	0.28534	5.1606	18.7	243.528	530.6
GE P.G. PGLM2500-PE	21160	10582.21	0.29264	5.1395	18.7	243.507	531.7
GE P.G. PGLM5000-PC	33060	10265.89	0.28388	7.7897	30.0	450.239	447.8
GE P.G. PGLM5000-PC	33090	10402.85	0.28768	7.9010	30.0	461.779	445.6
GE P.G. PGLM6000	41500	9126.23	0.25237	8.6930	29.5	459.305	452.2
Hitachi G3142(L)	10450	14053.35	0.38863	3.3707	7.1	191.126	526.1
Hitachi PG5371(PA)	26300	12650.12	0.34992	7.6363	10.2	448.453	487.2
Hitachi PG6541(B)	38340	11457.91	0.31685	10.0830	11.8	501.512	538.8
Hitachi PG7111(EA)	83500	11056.99	0.30577	21.1911	12.4	1087.722	530.0
Hitachi PG7181(F)	150000	10423.95	0.28828	35.8884		1534.684	582.2
Hitachi PG9171(E)	123400	10656.07	0.29468	30.1816	12.3	1483.243	538.3
Hitachi H-15(I)	13800	11652.04	0.32222	3.8907		181.650	550.0
Hitachi H-25	23500	11141.39	0.30810	6.0095		322.744	530.0
Hitachi H-25(I)	26770	11041.18	0.30533	6.7841		323.519	550.0
Hitachi Zosen GT10-5	3655	11922.13	0.32969	1.6002	9.3	57.000	532.8
Hitachi Zosen GT16A	4588	12164.80	0.33840	1.2810	12.1	88.220	546.1
Hitachi Zosen GT15B	5580	10824.41	0.29380	1.3558	12.7	72.050	533.3
Hitachi Zosen GT151	14780	12351.54	0.34157	4.1844	9.1	281.735	436.1
Hitachi Zosen GT201	23520	10576.94	0.29249	5.7089	19.8	324.077	477.8
Mitsubishi MF-61	5925	12570.99	0.34763	1.7096	15.0	89.669	496.1

A.7. Características de turbinas de gas comercialmente disponibles (continuación).

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO kW	HEAT RATE kJ/kWh	C. ESPECIF. m ³ /kWh	GAS NATURAL t/h	R. PRES.	FLUJO DE GASES t/h	T. ESCAPE °C
Mitsubishi MF-111A	12810	11869.38	0.32833	3.4354	13.0	174.864	547.2
Mitsubishi MF-111B	14570	11626.72	0.32152	3.8882	15.0	196.541	530.0
Mitsubishi MF-221A	26000	11505.39	0.31817	6.8660	13.0	359.519	543.9
Mitsubishi MF-221B	30000	11252.17	0.31116	7.7480	15.0	415.911	526.1
Mitsubishi MF-451	46410	10930.36	0.30226	11.6433	14.0	537.358	553.9
Mitsubishi MW-251	36860	12439.11	0.34399	10.5239	12.0	575.422	517.2
Mitsubishi MW-501	104570	10824.87	0.29935	25.9813	14.0	1319.043	521.1
Mitsubishi MW-701	130950	10624.41	0.29380	31.8355	14.0	1631.836	512.8
Mitsubishi MW-701DA	138900	10592.76	0.28293	33.2846	14.1	1833.285	536.1
Mitsubishi 501F	153200	10202.39	0.28213	35.8749	14.0	1575.467	578.3
Mitsubishi 701F	221100	8959.73	0.27542	50.5437	15.6	2269.319	562.8
Siemens KWU V84.3	80500	10239.32	0.28315	14.2188	15.8	675.443	533.9
Siemens KWU V84.2	103200	10782.67	0.29818	25.5409	10.7	1282.684	540.0
Siemens KWU V84.8	139000	10081.06	0.27678	32.1628	15.6	1517.877	533.9
Siemens kWU V84.2	150200	10772.12	0.29789	37.1368	10.7	1833.055	545.0
Siemens KWU V84.3	200000	10081.06	0.27878	48.2772	15.6	2185.053	533.9
Solar Saturn T1500	1130	14955.42	0.41357	0.3879	8.7	23.735	484.4
Solar Saturn (recup.)	850	12344.18	0.34126	0.2408	6.5	22.935	296.1
Solar Centaur T-4500	3130	13657.70	0.37789	0.9812	9.4	64.185	448.9
Solar Centaur Type H	3880	12871.88	0.35595	1.1463	9.3	84.002	515.8
Solar Teunis	4540	12597.37	0.34836	1.3127	11.0	78.415	488.9
Solar Mars T12000	8840	11584.51	0.32035	2.3505	15.7	139.330	485.6
Solar Mars T14000	10000	11289.10	0.31218	2.5911	15.7	142.510	491.1
Westinghouse 251B12	48500	11130.84	0.30781	11.8799	15.3	635.553	510.0
Westinghouse 501DE	106700	10802.72	0.29873	26.4562	14.2	1337.477	530.6
Westinghouse 501F	153200	10287.35	0.28476	38.2088	14.0	1575.801	578.3

A.7. Características de turbinas de gas comercialmente disponibles (continuación).

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO MAX.	POTENCIA ISO MIN.	VAPOR A LA ENTRADA	PRESION ENT. MAX	TEMP. DE ENT. MAX	P. ESCAPE MAX.	T. ESCAPE MAX.	VELOCIDAD
	kW	kW	kg/s	bar	°C	bar	°C	RPM
TURBINAS DE CONTRAPRESION								
ABB VAX	60000	5000		140.0	540	16.000	500.0	6300-12000
ABB KR	90000	1000	180	150.0	540	70.000	450.0	18000-3000
ABB BA-PR	250000	50000	400	250.0	575	30.000	300.0	3600-3000
G. ELECT.	35000	4000		170.0	538	REQUERIDA		13000
G. ELECT.	75000	2000		125.0	538	REQUERIDA		13000
G. ELECT.	150000	10000		125.0	538	REQUERIDA		3600
KAWASAKI RP-20	2000	1200		60.0	360	3.000		10000
KAWASAKI RP-160	16000	12500		120.0	520	16.000		8300
KAWASAKI DP-400	50000	28000		120.0		16.000		3800
mitsubishi MSIT-P	1000			15.2	199	1.300		10678
mitsubishi MSIT-R	5800			99.1	510	23.100		8400
mitsubishi MSIT-B	33000			94.2	497	4.900		3800
SIEMENS HG	20000	1000		140.0	540	45.000		16000
SIEMENS HG	45000	1000		95.0	510	20.000		16000
WESTINGHOUSE H	5600	500		103.4	510	10.000	400.0	12500
WESTINGHOUSE M	15000	4000		103.4	510	22.000	510.0	12000
WESTINGHOUSE D	75000	10000		103.4	510	42.500	510.0	3600-3000
TURBINAS DE CONDENSACION								
ABB Krefitina	265000		205	181.0	535	0.030		3000

A.8. Característica de turbinas de vapor.

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO MAX. kW	POTENCIA ISO MIN. kW	VAPOR A LA ENTRADA kg/s	PRESION ENT. MAX bar	TEMP. DE ENT. MAX °C	P. ESCAPE MAX. bar	T. ESCAPE MAX. °C	VELOCIDAD RPM
ABB Staudinger 5	550000		416.7	250.0	540	0.038	28.1	3000
ABB Nebrake	850000		550	178.5	538	0.097		3600
ABB Heilbronn 7	766000		625	195.0	535	0.059	35.9	3000
ABB	1000000		740	250.0	665	0.025		3600-3000
ABB Mülheim Kärlich	1300000		1875	82.0	350	0.100		1500
G. ELECT.	35000	4000		125.0	538			13000
G. ELECT.	134000	3360		125.0	538			13000
G. ELECT.	150000	10000		170.0	538			3600
G. ELECT.	1100000							3600-3000
G. ELECT.	1400000							1800-1500
KAWASAKI RC-32	3200	2000		60.0	450			10000
KAWASAKI RC-150	16000	8000		120.0	420			6300
KAWASAKI SC-400	83000	40000		120.0				3600
mitsubishi								
mitsubishi MSIT-P	2800			17.7	245			7408
mitsubishi MSIT-C	125000	15500		160.0	538			3000
mitsubishi MSIT-C	150000	9000		125.6	538			3600
mitsubishi TC2F33.5	364000	600000	310.4	168.7	538	0.049		3000
mitsubishi TC4F40	762000	700000	625	242.2	538	0.051		3600
mitsubishi CC4F44	1046000	1000000	864	242.2	538	0.051		3000-1500
siemens NK	65000	1000		95.0	510			15000
siemens HWK	70000	1000		140.0	540			12500
siemens HWN	700000	200000		250.0	540	0.030		3600-3000
WESTINGHOUSE M25/J3	18000	10000	22	103.5	510	0.085	42.5	6000-1800

A.8. Características de turbinas de vapor (continuación).

MARCA Y MODELO	POTENCIA ISO MAX.	POTENCIA ISO MIN.	VAPOR A LA ENTRADA	PRESION ENT. MAX.	TEMP. DE ENT. MAX.	P. ESCAPE MAX.	T. ESCAPE MAX.	VELOCIDAD
	kw	kw	kg/s	bar	°C	bar	°C	RPM
MITSUBISHI CC4F44	1046000	1000000	864	242.2	538	0.051		3000-1500
SIEMENS NK	65000	1000		95.0	510			15000
SIEMENS HNK	70000	1000		140.0	540			12500
SIEMENS HMN	700000	200000		250.0	540	0.030		3600-3000
WESTINGHOUSE M25/E3	18000	10000	22	103.5	510	0.085	42.5	6000-1800
WESTINGHOUSE SC23	75000	40000	85	103.5	538	0.085	42.5	3600
WESTINGHOUSE SC31	150000	95000	189	103.5	538	0.085	42.5	3600
WESTINGHOUSE 245B-471	280000	150000	240	167.0	538	0.085	42.5	3600
WESTINGHOUSE	900000	300000	1058	254.0	538	0.030		3600
WESTINGHOUSE	1200000	350000	1058	254.0	538	0.030		4320
WESTINGHOUSE	1350000	500000	2520	83.0	343	0.030		6000-1800

A.8. Características de turbinas de vapor (continuación).

MARCA Y MODELO	POTENCIA KW	HEAT RATE KJ/kWh	COMBUS- TIBLE	R. COMP.	FLUJO DE GASES DE ESCAPE t/h	T. ESCAPE °C	CALOR EN EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO KJ/h	T. MAX. AGUA DE ENF. °C
Caterpillar 2306 SL NA	100	12027.64	GAS	10.5:1	0.448887	593.3	442807.00	121.1
Caterpillar G342 SL NA	150	11464.94	GAS	10.5:1	0.526531	637.8	586822.15	121.1
Caterpillar G379 SL NA	230	11559.74	GAS	10.0:1	0.968254	615.6	950436.65	121.1
Caterpillar G398 L NA	350	11123.30	GAS	10.0:1	1.473016	607.2	1477943.55	121.1
Caterpillar 3206 SL TA	150	11324.27	GAS	10.5:1	0.878458	628.7	547194.24	121.1
Caterpillar G342 SL TA	200	11341.85	GAS	10.5:1	0.727891	610.0	669622.94	121.1
Caterpillar G379 SL TA	325	11232.29	GAS	10.0:1	1.382786	593.3	1188014.16	121.1
Caterpillar G398 SL TA	500	11584.51	GAS	10.0:1	2.259410	571.1	1861245.39	121.1
Caterpillar G399 SL TA	650	11313.45	GAS	10.0:1	2.813152	560.0	2451812.53	121.1
Caterpillar D379 SL TA	420	12057.78	ACEITE	15.0:1	2.926077	500.0	1454394.70	121.1
Caterpillar D398 SL TA	600	11711.12	ACEITE	15.0:1	3.699320	505.0	2037609.95	121.1
Caterpillar D399 SL TA	850	11481.49	ACEITE	15.0:1	5.290249	470.0	2880049.67	121.1
Waukesha L578 DS1	772	11643.88	ACEITE	10.0:1	4.975510	510.0	3850933.30	121.1
G.M. Elect. 58 E4	1080	10814.32	ACEITE	14.5:1	8.133333	348.9	3418381.44	82.2
G.M. Elect. S12 E4	1635	10789.32	ACEITE	14.5:1	13.234921	421.1	5175049.68	82.2
G.M. Elect. S16 E4	2175	11181.17	ACEITE	14.5:1	17.074630	396.1	6878986.22	82.2
G.M. Elect. S20 E4	2530	10896.69	ACEITE	14.5:1	20.152625	390.6	6081750.06	82.2

A.9. Características de motores de combustión interna.

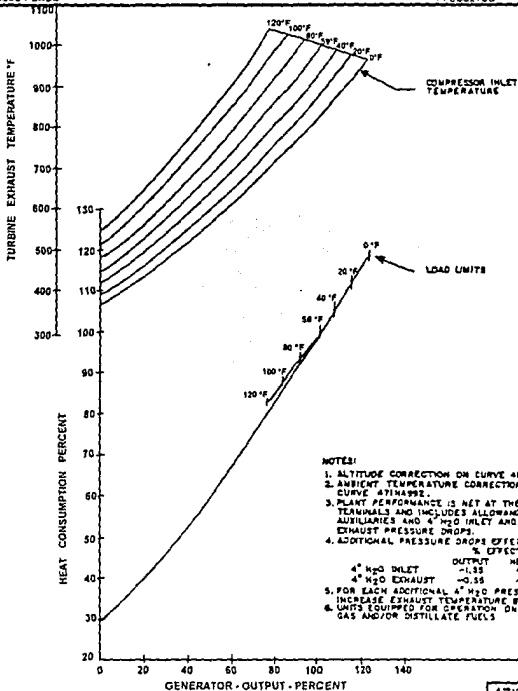
A.10. TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC MODELO PG6501

FUNCIONAMIENTO ESTIMADO
 COMPRESSOR INLET TEMPERATURE 22°F (15°C)
 ATMOSPHERIC PRESSURE 14.7 PSIA (1.013 BAR)

FUEL		NATURAL GAS	DISTILLATE OIL
DESIGN OUTPUT	KW	35,600	34,850
DESIGN HEAT RATE (LHV)	BTU/KW-HR	11,800	11,200
DESIGN HEAT CONSUMPTION (LHV)		398.0 x 10 ⁶	394.2 x 10 ⁶
DESIGN AIR FLOW	LBS/HR		
DESIGN SHAFT SPEED	RPM		

MODE: BASE

PPOS2780



471HS827

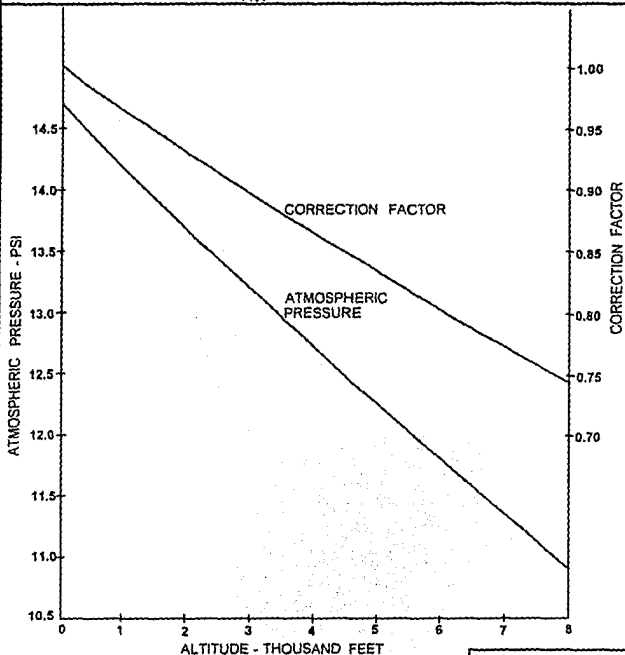
ALTITUD CONTRA PRESION ATMOSFERICA

Y

ALTITUD CONTRA FACTOR DE CORRECCION PARA SALIDA
DE TURBINAS DE GAS Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE

- NOTES: 1. HEAT RATE & THERMAL EFFICIENCY
ARE NOT AFFECTED BY ALTITUDE
2. PLOTTED FOR ISO - STANDARDS. (BRITISH)
3. CORRECTION FACTOR = $\frac{P_{ATH}}{14.7}$

BY: IJ VAKHARIA
DATE: 1/4/71
REV:



416HA662

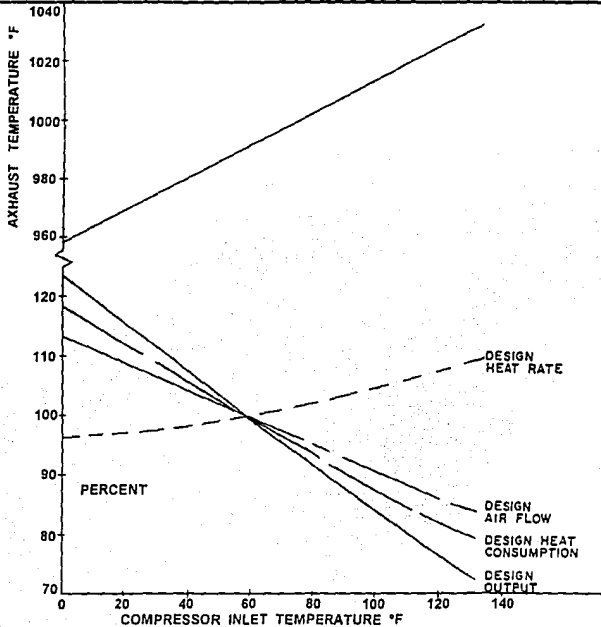
A.12. TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC MODELO PG6501

EFFECTO DE LA TEMPERATURA DE ENTRADA AL COMPRESOR SOBRE LA SALIDA MAXIMA. EL FLUJO DE AIRE, EL HEAT RATE, EL CONSUMO DE CALOR Y LA TEMPERATURA DE ESCAPE AL 100% DE VELOCIDAD

FUELS: NATURAL GAS
DISTILLATE OIL

MODE: BASE
LOAD

PPB052780



471HA992

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Buendía Domínguez Eduardo H., "Aspectos a considerar en el diseño de una encuesta para el análisis de sistemas de cogeneración", *Memorias del XIII Seminario Nacional sobre el uso racional de la energía y exposición de equipos y servicios*, ATPAE, FIDE, Nov. 1992.
2. Centro para el ahorro y desarrollo energético y Minero S.A., *Manual de eficiencia energética térmica en la industria*, 2 tomos, Servicio central de publicaciones de gobierno Vasco, Bilbao España 1984.
3. Centro de estudios de la energía, *Técnicas de conservación energética en la industria tomo 2 ahorro en procesos*, Servicio de publicaciones del Ministerio de industria y energía, Madrid España 1982.
4. Colín Castellanos Carlos, "Metodología para la selección de un sistema de cogeneración de electricidad y calor", *Boletín IIE*, Vol. 16, Num. 6, Nov./Dic. 1992
5. Comisión Federal de Electricidad, *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico*, 12a ed., México D.F. 1992.
6. CONAE, *Primeras jornadas de cogeneración, congreso internacional México 92*, grupo Foca, México 1993.
7. Cuevas Salgado Jesús, *Cogeneración industrial en México*, Tesis maestría, Facultad de Ingeniería de la UNAM, México 1989.
8. Devine D. Michael et. al., *Cogeneration and decentralized electricity production*, 1a ed., Westview Press Inc. USA 1987.
9. Donald G. Newman, *Análisis económico en Ingeniería*, 1a ed., Mc Graw Hill, México 1990.
10. Editorial & Publishing Offices, "Produc Guide", *Modern Power Systems*, Vol. 10 Issue 2, Feb. 1990, Vol. 10 Issue 10, Oct. 1990, Vol. 11 Issue 1, Ene 1991, Vol. 12 Issue 10 Oct. 1992.
11. Electric Power Research Institute, *Industrial and commercial cogeneration case studies*, EPRI EM-5083, final report, United Estates of America, Mar. 1987.
12. Electric Power Research Institute, *Reference Guide to Small Cogeneration Sistem for Utilities*. EPRI EM-4371, final report, United Estates of America, Feb. 1986.

13. ENEA, *Corso applicativo di energy management nella piccola e media industria*, Italia 1990.
14. Frederick T. Morse, *Centrales Eléctricas, teoría y practica de las plantas generadoras eléctricas estacionarias*, 1a ed., Compañía editorial continental S.A., México 1961.
15. Gobierno constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, "Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica", *Diario Oficial de la Federación*, México 22 Dic. 1975, (reformas adiciones y derogaciones publicadas en el mismo diario con fechas 27 Dic. 1983 y 23 Dic. 1992).
16. Gobierno constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, "Reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica", *Diario oficial de la federación*, México 31 May 1993.
17. Gobierno constitucional de los estados unidos mexicanos, "Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica", *Diario oficial de la federación*, México 4 de octubre de 1993.
18. Gondon J Van Wylen, Richard E Sonntag, *Fundamentos de termodinámica*, 1a ed., LIMUSA, México 1980.
19. H. G. Thuesen, W. J. Fabrycky, G. J. Thuesen, *Ingeniería económica*, 1a ed., Dossat, España 1981.
20. Keneneth G. Kreider y Michael B. McNeil, *Guía para el aprovechamiento del calor de desperdicio*, 1a ed., Talleres gráficos de la Nación, México 1982
21. Morillo Francisco A., "Diseño de una planta de cogeneración", *Química hoy*, Oct. 1990.
22. Moring Faires Virgil, Clifford Max Simmang, *Termodinámica*, 1a ed, UTHEA, México 1989.
23. Nelson E. Hay, *Guide to Natural gas Cogeneración*, 2a ed., American gas Association, The Fairmont Press Inc., United Estates of America, 1991.
24. Peter G. Bos, James H Williams, "Cogeneration's future in the CPI", *Chemical Engineering*, Feb. 1979.
25. Publisher De Biasi Victor, *Cogeneración Project Handbook 1991-92*, Vol. 2 publicación anual, Earl Dunckel, Hillsid 1991.
26. Rangel Davalos Humberto, Armando Rosas Molina, "Cogeneración de energía eléctrica a partir de gases de desecho de turbomaquinaria", *V-Seminario IMP-IIE-ININ sobre*

especialidades tecnológicas, Mesa 4 termofluidos, May. 1990.

27. RCG/Hagler Bailly Inc, *Cogeneration*, Hagler Bailly Inc., USA, Septiembre de 1991.
28. Rodríguez Toral Miguel Angel, "Calderas de recuperación de calor de gases de escape", *V-Seminario IMP-IIE-ININ sobre especialidades tecnológicas, Mesa 4 termofluidos, May. 1990.*
29. Roger Fernandez, Jordi Creixell, "Cogeneración", *Automática e instrumentación*, informe especial N° 183, Sep. 1988.
30. Secretaría de programación y presupuesto, *Plan Nacional de Desarrollo 1989-1994*, Talleres Gráficos de la Nación, México 1989.
31. Secretaria de Energía Minas e Industria Paraestatal, *Programa Nacional de Modernización Energética 1990-1994*, Talleres Gráficos de la Nación, México 1990.
32. Severns W. H., Degler H. E., Miles J. C., *La producción de energía mediante el vapor de agua, el aire y los gases*, 1a ed., REVERTE, México 1984.
33. Shell Oil Company, "Shell Coal Gasification Proces", *Synfuels Business Developmet*, Oct. 1989.
34. Universidad Autónoma de Baja California, *Memorias de la II reunión nacional sobre la energía y el confort*, Talleres gráficos de la UABC, México 1990.
35. V. Ganapaty, *Waste Heat Boiler Desbook*, 1a ed., The Fairmont Prees, Prentice Hall, United Estates of America 1991.